

PETROLEUM GEOLOGY OF CHINA VOL. 2

中国石油地质志

中国石油地质志　卷二

大庆、吉林油田

（下　　册）

吉　林　油　田

吉林油田石油地质志编写组　编

石　油　工　业　出　版　社

(京)新登字 082 号

中国石油地质志　卷二

大庆、吉林油田、

(下　　册)

吉　林　油　田

吉林油田石油地质志编写组　编

*

石油工业出版社出版

(北京安定门外安华里二区一号楼)

石油工业出版社印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 $34\frac{1}{2}$印张 848 千字 印 1—2,500

1993 年 3 月北京第 1 版 1993 年 3 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-0668-5/TE·635

定价：40.00 元

——献给石油工作者

中国石油地质志编辑委员会

主　编　翟光明

（按姓氏笔画顺序）

副主编　王慎言　史训知　邱中建　查全衡　胡见义

委　员　丁正言　王善书　牛　瑄　包　茨　安作相　吴少华
吴华元　李绍光　李昭仁　宋建国　杨俊杰　杨继良
陆荣生　张　清　张传淦　张学博　张国俊　郑育琪
罗益策　赵中坚　赵志东　赵柳生　徐　旺　徐世荣
徐克定　钱　凯　高维亮　顾树松　童晓光　葛泰生
霍永录

吉林油田石油地质志编辑委员会

主　任　丁正言

副主任　王元生　张启龙

委　员　（按姓氏笔画顺序）

王二合　王书田　代炽文　左臣梅　孙云集　刘国权
刘洪生　张　惠　张明坤　崔学周　程玉林　韩广玲

吉林油田石油地质志编写组

主　编　张明坤

成　员　刘殿军　石　英　刁占山

序

中国是石油和天然气资源丰富的国家。900多年前，我国著名学者沈括（1031～1095年）就首创石油一词，并作出"石油至多，生于地中无穷"的科学论断。勤劳智慧的中华民族对油气的开发利用有着悠久的历史，早在两千年前的汉代我国劳动人民就在四川凿井开采天然气，并用于制盐。

我国近代石油工业开始于1878年。1887年在台湾省开设矿油局，经营台湾的油气开采。然而由于漫长的封建制度的束缚，以及近百年来帝国主义列强的侵略，我国石油工业的发展极其艰难缓慢，到1949年，年产石油仅10多万吨。

新中国成立后，我国石油工业发展很快，30多年来，从西部的挤压盆地到东部的拉张盆地开展了大规模油气勘探，至今共做地震测线100多万公里，钻探井和开发井6万多口。在17个省、市、自治区发现200多个油气田，其中包括大庆特大型油田和任丘古潜山油田。目前全国已建成16个油气工业基地。1987年年产石油达一亿三千四百万吨，跃居世界第四位产油国。

与世界其它产油国家不同的是，中国现有的石油绝大部分产自陆相沉积岩。这一成功的实践，证明陆相地层也能生成大量烃类，而且可以形成大油气田和大油气区。

这些年来，勘探工作做得最多的是许多中新生代含油气盆地。中国的中新生代盆地具有其独特的风格，它们都是陆相沉积盆地，而且多数均迭加在古生代海相沉积盆地之上，形成复杂的含油气盆地格局，蕴藏着丰富的油气资源。

30多年来，我们发现了为数可观的油气储量，积累了勘探陆相油气田的丰富经验和大量宝贵的石油地质资料，同时还发展了具有中国特色的石油地质科学，其中包括陆相有机质成烃演化、湖相沉积体系、复式油气聚集带以及油气资源评价等一整套理论和方法。此外，对海相碳酸盐岩裂缝型油气田的勘探和开发也积累了比较丰富的经验。

《中国石油地质志》是有关我国石油勘探实践和经验的系列著作，也是建国以来第一次系统记述中国油气勘探历程和成果的专门丛书，它的出版将从一个侧面反映出30多年来我国油气勘探事业的巨大成就。

我国的含油气盆地还有许多未经开拓的领域。出版《中国石油地质志》将有助于我们利用已有的认识和经验，更有效地去探索新的油气领域。这对进一步发展我国的石油天然气工业和石油地质科学技术均有十分重要的价值。

《中国石油地质志》共分十六卷，是按当前各油田、勘探局及石油公司所在行政区，并考虑构造单元的一致性划分的，各分卷按以下顺序排列：

卷一　　总论
卷二　　大庆、吉林油田
卷三　　辽河油田
卷四　　大港油田
卷五　　华北油田
卷六　　胜利油田

卷七　　中原、南阳油田
卷八　　苏浙皖闽油气区
卷九　　江汉油田
卷十　　四川油气区
卷十一　滇黔桂油气区
卷十二　长庆油田
卷十三　玉门油田
卷十四　青藏油气区
卷十五　新疆油气区
卷十六　沿海大陆架及毗邻海域油气区

《中国石油地质志》是我国广大石油地质工作者劳动成果的结晶。其编著工作是在全国各油田、勘探局及石油公司的专家和研究人员积极参加下进行的，并得到石油工业部的领导和有关司局、石油勘探开发科学研究院以及石油工业出版社的大力支持，这是全书编写工作能够顺利进行的有力保证。在此，谨向有关单位和同志们表示衷心的感谢。

需要指出的是，由于各盆地（地区）勘探程度不同，地质条件很不一样，因此分卷的内容各有所侧重，但都是根据编委会的统一要求和安排，从实际出发，力求如实写出区域地质和石油地质特征．今后随着勘探程度及认识水平的不断提高，还将给予充实和完善。

中国石油地质志编委会
1987 年　北京

前　言

本志是《中国石油地质志》丛书之卷二——《大庆、吉林油田》的下册。它详细记载了吉林省内石油地质勘探历程和主要成果。目的是在回顾勘探历程的同时，通过资料的分析、编纂与整理，尽量完整地、真实地反映吉林省境内各含油气盆地的地质状况，从而客观地反映出各盆地的油气分布规律和勘探经验，以供今后工作借鉴。30余年来，在吉林省境内除发现11个油气田和8个含油气构造外，还积累了大量、翔实的地质资料，它们是本书编纂的基础。在编纂过程中，作者着重资料的齐全、准确，对各学派的观点仅作了扼要的记述。本志中对某些地质规律的认识，仅取众说，借以抛砖引玉而非定论，读者切勿为成文所囿。

本志分三篇：第一篇总论，包括自然地理概况和区域地质概况两章；第二篇是本志的主体，它以松辽盆地南部（即松辽盆地吉林省部分）为对象，分十二章系统地记述了盆地的勘探历程、地层层序、沉积相、构造及其发育史、油气生成、储集层、水文地质、天然气、油气藏、油气田及含油气构造和资源评价；第三篇分四章介绍了已经工作过的外围盆地的石油地质特征及初步勘探成果，内容较为简要。

编纂本志使用的资料自1955年起，截至1990年底。

本志是根据"中国石油地质志编辑委员会"的要求、经"吉林油田石油地质志编辑委员会"集体讨论通过的提纲，由"吉林油田石油地质志编写组"张明坤主笔完成。刁占山编写了第二篇第一、二、十二章的第一稿；刘殿军编写了第二篇第十章；石英编写了第三篇第四章第一稿并负责全书图表和文字的誊写工作。本册四稿成书。在本志第二稿完成后，各编委对各章进行了技术审查，其分工为崔学周：区域地质；韩广玲：松辽盆地南部地层；张惠：沉积相；刘国权：油气藏；刘洪生：构造；王书田：油气生成；程玉林：油气田及含油气构造；代炽文：外围盆地；孙云集：资源评价。丁正言和王元生通审了全稿。中国石油地质志编委会张清、高维亮负责全书第三稿的技术审查。中国石油天然气总公司石油勘探开发科学研究院梁大新、孙瑾、吴修沛为本书清绘了插图。在本志的编写过程中使用了不少兄弟单位和个人的资料。在本书问世之际，仅向各单位和各有关同志致以诚挚的谢意！

石油地质志的编纂工作，在吉林油田是首次尝试，加之笔者水平有限，不妥之处在所难免，敬希广大读者批评指正。

PREFACE

China has rich resources of petroleum and natural gas. More than 900 years ago, Shen Kuo (1031—1095 A. D.), a great scientist of the Song dynasty, created the word "Shiyou (Petroleum)" for the first time, and he reached a scientific conclusion that "petroleum is lying underground in enormous quantities." China's ingenious people also have a long history of developing and utilizing oil and gas. As early as the Han dynasty, 2000 years ago, Chinese people had drilled wells to recover natural gas as the fuel material for making salt in Sichuan.

The modern chinese petroleum industry started from 1878. In 1887, a mineral—oil department was set up to manage oil and gas resource in Taiwan province. The chinese petroleum industry, however, developed very slowly and with terrible difficulties, due to thousands of years of feudalism and a century of aggression from imperialist countries. By 1949, the annual output of crude oil was only 120000 tons (876000 barrels).

After the founding of the People's Republic of China, the national petroleum industry has been rapidly developed. Over 36 years, a large scale oil and gas exploration was implemented in both compressive depressions in the west and rift basins in the east. The work included more than one million kilometers of seismic line and over 60000 wildcat and production wells. More than 200 oil and gas fields have been discovered in 17 provinces, municipalities and autonomous regions including Daqing's giant oil field and Renqiu's buried hill oil field. Up to now, China has 16 large oil and gas industry bases. In 1987, annual oil production reached 134 million tons (987. 2 million barrels), and China became the fourth biggest oil production country in the world.

Unlike that from other oil production countries, most of the oil recovered in China is from nonmarine sedimentary rocks. This proves that continental source rocks can generate large amounts of hydrocarbon to form big oil and gas fields as well as big oil—gas provinces.

In the past 36 years, most of our exploration has been on Meso—Cenozoic oil bearing basins. These basins in China have special characteristics, that is, they are all continental sedimentary basins and most of them superimposed on Paleozoic marine sedimentary basins to form complex oil and gas bearing basins, in which there are rich oil and gas resources.

We have discovered a large amount of oil and gas reserves, and have gained enormous experience and a great deal of useful petroleum geological data on the exploration of continental oil and gas fields. We have developed a series of methods and theory of petroleum geology. including the transformation from continental organic matter to hydrocarbons, lacustrine sedimentary systems, composite oil and gas accumulations and the evaluation of oil and gas resources, etc. In addition, we have rich experience in exploring and developing fractrued oil and gas fields in marine carbonate rocks.

"Petroleum Geology of China" is a series about the practice and experience of exploration

in China. It contains petroleum geological data and knowledge from all the main oil and gas basins and areas favourable for exploration both on–shore and off–shore. It is the first series to publish systematically this type of works covering the history and results of China's petroleum exploration since the founding of the People's Republic of China, and it will show the great achievements of the oil and gas exploration of our country.

Some large areas in oil and gas bearing basins in China have not still been developed. The publication of "**Petroleum Geology of China**" will be of great help in discovering new oil and gas bearing areas through the utilization of the knowledge and experience we have obtained. It also will be of a great value for the further development of petroleum and natural gas industry and technology of petroleum geology of our country.

Based on the administrative regions in which oil fields, exploration bureau and petroleum companies are located, and taking into consideration of geological tectonic units, "**Petroleum Geology of China**" is divided into 16 volumes, as follows:

Vol.1. Introduction
Vol.2. Daqing, Jilin Oil Field
Vol.3. Liaohe Oil Field
Vol.4. Dagang Oil Field
Vol.5. Huabei Oil Field
Vol.6. Shengli Oil Field
Vol.7. Zhongyuan, Nanyang Oil Field
Vol.8. Jiangsu–Zhejiang–Anhui and Fujian
Vol.9. Jianghan Oil Field
Vol.10. Sichuan Oil &Gas Field
Vol.11. Yunnan–Guizhou–Guangxi
Vol.12. Changqing Oil Field
Vol.13. Yumen Oil Field
Vol.14. Qinghai–Tibet
Vol.15. Xinjiang
Vol.16. Oil & Gas Bearing Areas on the Continental Shelf and Its Neighbouring Regions

"**Petroleum Geology of China**", compiled by scientists and experts from many departments all over the country, is a fruit of collective efforts. In the course of compilation and publication, we have had much help and support provided by the leaders of the Ministry of Petroleum Industry and its departments, the Research Institute of Petroleum Exploration & Development, and Petroleum Industry Press. We wish to acknowledge our deep gratitudes to all people and organizations which joned in and supported the work here.

Although each volume has its own emphasis due to the different exploration history and geological conditions of each basin (region), they all try to give readers clear and reliable information and views of the characteristics of the regional and petroleum geology, and will be added to and enhanced as exploration and scientific knowledge improves.

Editorial Committee of "Petroleum Geology of China"
Beijing, P.R.C., 1987.

目　录

第一篇　总　论

第二篇　松辽盆地南部

第三篇　外围盆地

CONTENTS

Part Ⅰ Introduction

Part Ⅱ Southern Songliao Basin

Part Ⅲ Adjacent Basins

第一篇　总　论

第一章　自然地理概况

一、地理位置

吉林省位于东北地区中部，地处日本海西侧，其南北分别与辽宁省和黑龙江省毗邻，东南以图们江、鸭绿江为界与朝鲜相望，东与苏联南部滨海地区接壤，西接内蒙古自治区。地理坐标位于东经121°54′～131°13′，北纬45°51′～46°17′之间。东西长约650公里，南北宽约300公里，总体作北西—南东向延伸，面积约18.74万平方公里。省会是长春市（图1-1-1）。

二、自然地理条件

（一）地形

吉林省地势东南高、西北低，起伏变化较大，自东南向西北依次为山地、丘陵和平原三大地形单元。

张广才岭至龙岗山脉一线以东为东部长白山地。该区主要由长白山脉组成，呈北东—南西走向，海拔多在1000米以上。

长白山地以西，四平、长春、榆树一线以东为中部丘陵地区，大部海拔在300～600米之间，相对起伏50～400米。地形走向与东部山地平行。

西部平原是松辽大平原的中段，地面高度在120～250米之间。所谓松辽平原是指松花江、嫩江及辽河三大水系的冲积平原，它北起松辽盆地北端，南迄辽河入海口，斜跨东北三省。松辽平原的中部长春—公主岭—通榆一线为宽约100公里坡度和缓的松辽分水岭。分水岭以北为松（花江）嫩（江）平原，即地质上的松辽盆地主体部位；分水岭以南为辽河平原，该平原的北端为松辽盆地南部的梨树断陷所在。

（二）河流

吉林省河流除东南部的鸭绿江、图们江、大绥河水系之外，东部及北部属松花江水系，流域面积覆盖松辽盆地的东部及北部。南部为辽河水系，位居松辽盆地之南端。西部洮儿河以南部分地区因地表泾流条件差，水道网不发育，为无显著流域区。

第二松花江是松花江水系的干流，源出白头山天池，全长约900公里，为吉林省第一大河流，流经松辽平原东南部，至杨家亮子与嫩江汇合，折向东流，称松花江，或第一松花江。

辽河水系在省内以东辽河为主干，该河发源于吉林省辽源市，经公主岭北流至桑榆台折向西南，汇入西辽河流出省境。

（三）气候

吉林省属于温带大陆性气候区，其特点是：冬长夏短，寒暑悬殊。大部地区年平均气温为4℃，冬夏温差可达50℃。东部山区全年温度较中西部均偏低，无霜期亦短，仅120天左右（全省150天）。省内降水量自东南向西北递减，东部山区多在700～800毫米之间，长白山南麓的集安、通化一带可达1000毫米。中部地区500～700毫米，西部地区乾安、长岭等县雨量低至380～550毫米，常年干旱碱沼遍地。冬末夏初风沙四起，最大风力可达12级，偶而酿成灾害。降水的另一特点是，雨季集中于夏秋之际，如长春地区，10月至翌年4月降水占全年的15%，5～9月则占85%，而6～8月竟占60%。

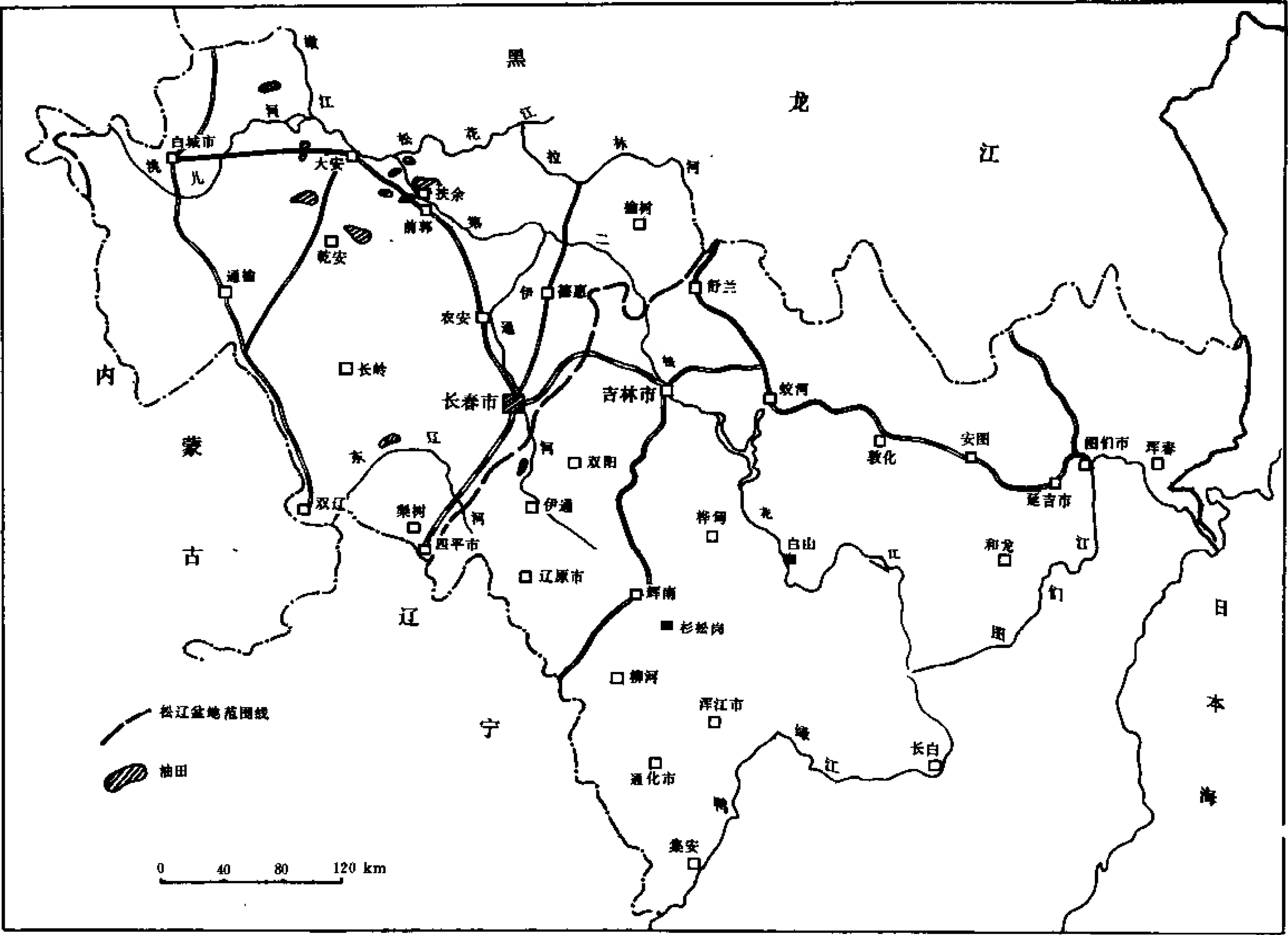


图 1-1-1　吉林省地理位置图

三、矿产资源与工业

(一) 矿产

吉林省矿产资源十分丰富，全省已经探明储量的矿产多达70余种，其中煤、铁、金、铜、石油、油页岩尤为著名。铁主要分布在东部和南部山区，煤炭在东、中部地区较为集中。有色金属多集中在天宝山区。石油资源主要集中在西部地区的松辽盆地。中、东部地区中、小型盆地勘探前景亦相当可观。

(二) 工业

吉林省工业基础较为雄厚，闻名全国的第一汽车制造厂，位于省城长春市郊。全省以长春、吉林、四平等重要城市为中心，形成种类齐全的工业体系。以汽车工业为代表的机器制造业，主要集中在长春、吉林、四平、辽源、通化、公主岭、浑江等市。冶金工业主要集中在通化、浑江等市。化学工业主要集中在吉林市，森林工业主要集中在浑江、通化等市。吉林省是东北地区重要的电力供给地，其发电量在全国亦居重要地位。其中，水力发电以白山水电站、丰满水电站最为重要。火力发电主要集中在煤炭和石油产地，规模最大的火力发电厂是吉林热电厂。此外靠近扶余油田的长山电厂以及长春、辽源、蛟河等电厂均具相当规模。煤炭工业主要集中在中部和东部地区，以辽源、通化、蛟河、营城、舒兰为中心，已建成大中型煤炭基地。

石油工业主要集中在西部平原地区，现已建成以扶余为中心的重要采油基地。与采油工业配套的石油炼制业、化学工业在吉林市、前郭镇等地均有较好基础，石油和石油产品全省自给有余。石油工业已成吉林省省重要经济支柱之一。

省内轻纺、制糖、造纸、建材、制药等工业亦具相当规模。

四、交通

吉林省位于祖国东北地区中部，地处交通要冲，吉中地区自古就为沟通南北的"官马大道"所必经，交通位置尤为重要。目前省内交通运输以铁路为主，其次为公路，水路及航空运输均不占重要地位。

吉林省是全国铁路网密度最大的省份之一，省内主要有北京—哈尔滨、长春—图们、长春—白城、长春—吉林等众多铁路线，连结省内外主要城市。此外，尚有地方铁路及窄轨铁路10多条，通往林区或矿区。上述铁路中，(北) 京—哈 (尔滨) 线、通 (辽) —让 (湖路) 线绕行松辽平原南部，长 (春) —白 (城) 线穿越其中，形成松辽盆地南部的交通干线。另外，长 (春) —图 (们) 线、吉 (林) —舒 (兰) 线以及梅 (河口) —吉 (林) 线，沈 (阳) —吉 (林) 线则分别通过吉林省延吉、伊通、柳河等颇具勘探前景的中、新生代盆地，为油气的勘探与开发提供了优越的交通条件。

省内公路全长3万余公里 (1980年)，形成以长春市为中心、以铁路为骨干，沟通各地、市、县、乡的公路交通网络。公路与铁路配合，为活跃全省经济、发展生产及文化事业提供极大方便。

水运以松花江、第二松花江、嫩江、松花湖为主，鸭绿江、图们江亦可通航，但通航时间均短，唯第二松花江丰满以北至乌拉街可全年通航。

航空事业在近年有了较大的发展，以长春为起点，可通往北京、沈阳、哈尔滨、上海、广州等重要城市。

第二章　区域地质概况

第一节　区域构造位置

关于吉林省大地构造位置，不同学派根据各自的观点均有建树。大地构造旋回说认为，它位于古亚洲大陆和太平洋构造域的重叠部位；地质力学派认为，它横跨新华夏体系的第二隆起带—第三隆起带等三个一级单元，处于新华夏体系与阴山—天山纬向构造体系的复合地区。这两个学派均有成型的论著。板块构造学说则认定，它位于太平洋西岸岩浆弧上及弧后裂谷之上，运用这种观点来解释含油气盆地区域构造的文献与日俱增。但长期以来，被石油地质工作者所接受并用于实践的，主要为黄汲清（1980）对中国大地构造的划分方案。该方案认为吉林省南、北部分别占据不同的大地构造单元。大致以北纬 42°30′～43°的库伦、海龙、桦甸、和龙一线为界，以南为中朝准地台区，以北为天山—兴安岭地槽褶皱区。现已证明，这种南台北槽的区域地质特征，不但规定了古陆形成前的地质发育不同进程，而且对中生代以后的演化及矿产分布亦有一定的影响。

第二节　区域地层

吉林省地层的分布与大地构造分区一致，即分为两大地层区：南部为华北地层区，北部为天山—兴安岭地层区。这两个大区共包括 4 个二级地层分区，即华北区的辽东分区，天山—兴安岭区的兴安岭分区、松辽盆地分区和吉林—延边分区（图 1-2-1）。各地层分区及小区的层序见表 1-2-1。

在三叠纪以前，上述两大地层区经历着不同的构造运动、岩浆活动和沉积变质作用，因而反映在地层上亦具明显差异。天山—兴安岭地层区的一般特点是沉积分选差，堆积速度快，地层厚度大，横向变化显著，角度不整合和岩浆活动较多。但在深降海槽中常见连续沉积，其生物属种单调，甚至贫乏。而华北地层区除基底岩系之外，一般分选较好，厚度小，具沉积间断和大面积的地层缺失，生物化石丰富，很少有角度不整合和火山活动。

三叠纪开始，经过较短的过渡时期，东北地台随即形成，沉积上的差异亦随之消逝，全省以发育陆相盆地沉积为其共同特点。

有关前中生界地层研究的资料，在吉林省区域地质调查的各图幅报告中均详有记载，1975 年以后，又集中地反映在《东北地区区域地层表（吉林省分册）》等文献中。1984 年，吉林省地质矿产局又做了大量研究工作，本文仅作扼要记述。

一、华北区前中生界

华北区地层发育齐全，自太古界到二叠系均有沉积，仅古生界缺失上奥陶统—下石炭统。

前震旦系具明显的三分特征，自下而上可划为鞍山群（太古界）、集安群（下元古界下部）及老岭群（下元古界上部）。岩性以深变质岩、混合岩为主。厚度 30000 余米。

震旦系由陆源碎屑建造和碳酸盐岩建造组成，为滨浅海沉积，以产叠层石为特征，厚度

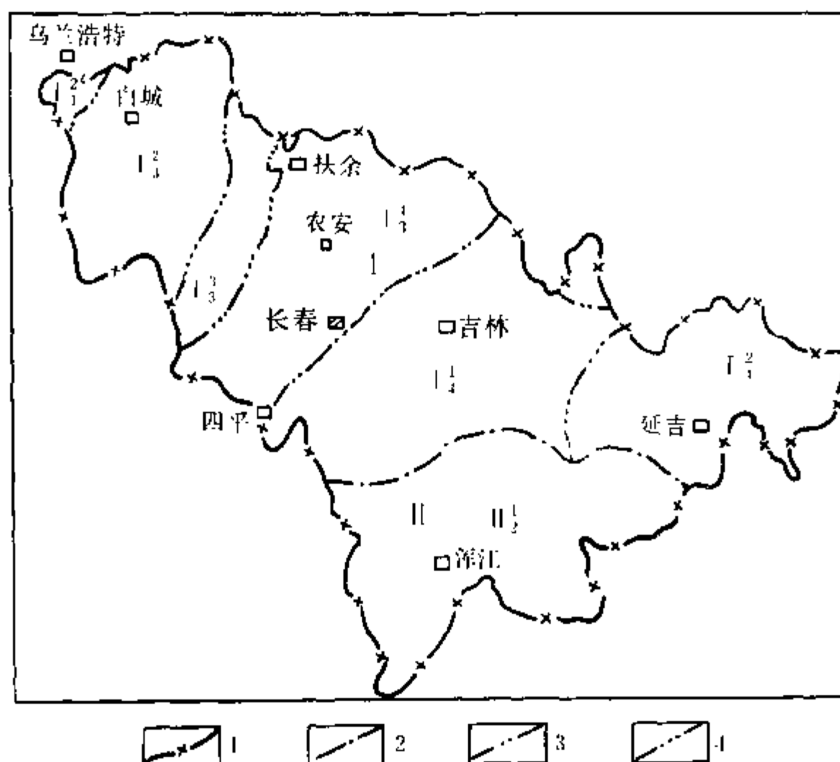


图 1—2—1　吉林省地层区划示意图

1—工区范围；2—地层大区界线；3—地层分区界线；4—地层小区界线；Ⅰ—天山—兴安岭区；$Ⅰ_1$—兴安岭分区；$Ⅰ_1^2$—乌兰浩特小区；$Ⅰ_3$—松辽平原分区；$Ⅰ_3^2$—白城小区；$Ⅰ_3^3$—长岭小区；$Ⅰ_3^4$—农安小区；$Ⅰ_4$—吉林－延边分区；$Ⅰ_4^1$—吉林小区；$Ⅰ_4^2$—延边小区；Ⅱ—华北区；$Ⅱ_2^1$—浑江小区

3500～4000 米。

中、下古生界为浅海碳酸盐岩相沉积，以产三叶虫化石为特征。上古生界由海陆交互相过渡为陆相，以大量植物及煤线的出现为其特征。

上述地层主要出露在吉南地区，即辽东分区的浑江小区，其层序及沉积建造与华北地区标准剖面完全可比，出露面积较小，本志不予赘述。

二、天山—兴安岭区前中生界

本区尚未发现前寒武纪地层，研究亦较粗略，最低层位定为寒武—奥陶系。

古生界地层主要分布在吉林小区，延边小区及白城小区出露较少，目前发现的含油盆地，如松辽盆地南部、伊通地堑和延吉盆地均以此为基底，现简介吉林小区如下。

（一）寒武—奥陶系（Є—O）

依据岩石地层学特征，并结合岩石化学及地球化学特点，划分为西保安组和黄莺屯组。

西保安组（Є－Ox）：主要分布在四平地区东风县西保安、长春地区九台县机房沟、吉林地区磐石县呼兰镇及延边地区敦化县大山嘴子乡塔东等地，以含沉积变质铁矿为特征。岩性为角闪片岩、角闪变粒岩（原岩属海相中基性火山沉积建造），上部偶见大理岩薄层，夹磁铁矿数层。机房沟一带该组则以绿泥石英片岩为主，建组剖面位于东丰县西保安村。

黄莺屯组（Є－Oh）：主要分布在老林地区黄莺屯、延边地区青龙村及四平地区叶赫等地。为海相酸性火山沉积建造。该组下部主要为含红柱石或电气石石英片岩，云母石英片岩

表 1-2-1　吉林省地层划分简表

地层时代 \ 地层单元 \ 地层区	浑江小区	吉林小区	延边小区	松辽平原分区	白城小区
全新统(Q_4)	金龙顶子组			冲积、湖积、沼泽沉积、湖—沼泽风积	
	四海组				
	冰场组				
上更新统(Q_3)	新黄土			冰水堆积(镇西组)、冲积(顾乡屯组)	
	南坪组				
	二道岗组				
中更新统(Q_2)	上老黄土 大椅子山组			湖积、冲积冲—湖积、冲—洪积	
	白头山组 下老黄土				
下更新统(Q_1)	军舰山组			冰水堆积(白土山组)	
	四间房组				
上新统(N_2)	船底山组		船底山组	泰康组	
中新统(N_1)	马鞍山组		土门子组	大安组	
渐新统(E_3)	珲春组	水曲柳组	珲春组		
始新统(E_2)		舒兰组			
		桦搖沟组			
古新统(E_1)		缸窑组／富峰山组		富峰山组	
上白垩统(K_2)	三棵榆树组		龙井组	明水组	明水组
				四方台组	四方台组
下白垩统(K_1)	黑崴子组	保家屯组 磨石砬子组	大砬子组	嫩江组	嫩江组
				姚家组	姚家组
				青山口组	青山口组
				泉头组	
		金家屯组	泉水村组	登楼库组	
	亨通山组 / 石人组(J_3)	乌林组 / 长安组(J_3)	长财组	营城子组	
上侏罗统(J_3)	下桦皮甸子组	奶子山组	西山坪组	沙河子组	宝石组
	包大桥组	安民组	金沟岭组		
	大沙滩组	久大组			
	砬门子组	德仁组			
中侏罗统(J_2)	侯家屯组	夏家街组	屯田营组		付家洼子组
	夏家街组				呼日格组
	望江楼组	太阳岭组			万宝组
下侏罗统(J_1)	义合组	板石顶子组			红旗组
上三叠统(T_3)	闹枝沟组	大酱缸组	大兴沟群		
	二股砬子组				
	小河口组				
下三叠统(T_1)		芦家屯组			
上二叠统(P_2)	石千山峰组	马达屯组	开山屯组		
	上石盒子组	杨家沟组			
下二叠统(P_1)	下石盒子组	一拉溪组	亮子川组		
		范家屯组	柯岛组		
	山西组	大河深组	庙岭组		吴家屯组
		寿山沟组	大蒜沟组		

续表

地层区 / 地层单元 / 地层时代	浑江小区	吉林小区	延边小区	松辽平原分区	白城小区
上石炭统(C_3)	太原组	石嘴子组	山秀岭组		
中石炭统(C_2)	本溪组	磨盘山组			
下石炭统(C_1)		鹿圈屯组			
		北通气沟组			
中泥盆统(D_2)		王家街组			
上志留统(S_3)		二道沟组			
中志留统(S_2)		张家屯组			
下志留统(S_1)		桃山组			
上奥陶统(O_3)		石缝组			
下奥陶统(O_1)	上马家沟组	黄莺屯组($\in-O$)			
	下马家沟组	西保安组($\in-O$)			
	亮甲山组				
	冶里组				
上寒武统($\in_3$)	凤山组				
	长山组				
	崮山组				
中寒武统($\in_2$)	张夏组				
	徐庄组				
下寒武统($\in_1$)	毛庄组				
	馒头组				
	碱厂组				
	黑沟子组				
	水洞组				
震旦系(Z)	青沟子组				
	八道江组				
	万隆组				
	桥头组				
	南芬组				
	钓鱼台组				
	白房子组				
老岭群(Pt_2l)	大栗子组				
	临江组				
	花山组				
	珍珠门组				
	达台山组				
集安群(Pt_1j)	大东岔组				
	新开河组				
	清河组				
鞍山群(Ara)	三道沟组				
	杨家店组				
	四道砬子河组				

夹大理岩；上部主要为含石墨大理岩及燧石条带、燧石团块大理岩。剖面位置在四家屯—黄莺屯地区。

（二）奥陶系（O）

上奥陶统石缝组（O_3s）：新划的石缝组包括区域地质测量的原长春市幅及辽源幅的石缝组，四平幅的黄顶子组，磐石幅的小三个顶子组，老黑山幅的青龙群中段等组段。最大厚度2102.61米。与下伏黄莺屯组呈整合关系。

石缝组下部为含榴二云石英片岩、云母片岩及变质的中—酸性火山岩；上部为大理岩、黑色板岩及变质砂岩。属海相中—酸性火山沉积建造。上部大理岩中产管氏珊瑚、枝孔珊瑚和心笔石，同位素年龄为4.55亿年。

该组在长春市以东大黑山529高地和呼兰河—黄莺屯均有实测剖面，后者缺失最顶部板岩。此外，在东丰县石缝村、珲春县杨金沟等地的剖面基本上可以对比。

（三）志留系（S）

志留系地层为北部地槽区所独有。其下统零星分布在伊通地堑西侧的景家台乡及延边地区珲春县五道沟等地。包括原长春市幅及辽源幅的桃山组及桦树林子幅呼兰群，珲春县青龙群的中上段。中、上统（张家屯组及二道沟组）仅见于吉中地区的张家屯及二道沟一带。顶部界限不清，总厚度5100米左右。与下伏石缝组为连续沉积。自下而上分为：

下志留统桃山组（S_1t）：为变质火山岩沉积岩系，其层序见孟家沟西桃山东南坡剖面。岩性以板岩、千枚岩、砂岩、粉砂岩、凝灰质粉砂岩为主，在该剖面曾获大量笔石化石，可划分为7个化石带，经与国内外对比，属下志留统无疑。

中志留统张家屯组（S_2z）：出露在吉林市韩广富屯及张家屯附近，最大厚度1452.6米。剖面位置在张家屯北山。下部为灰、灰黄、黄绿色粉砂质泥岩及粉砂岩，产三叶虫、珊瑚及腕足类等化石；中部以紫色、灰紫色凝灰质含砂砾岩及酸性凝灰岩为主；上部为深灰色粉砂质泥岩及酸性凝灰岩。

上志留统二道沟组（S_3r）：仅出露于吉林市西南大绥河公社小绥河—二道沟一带，总厚度440.2米。岩性以粉砂岩为主，夹石灰岩透镜体，产大量珊瑚、腕足、三叶虫化石。剖面位置在小绥河东山，在大绥河二道沟腰坑亦有较好露头。

（四）泥盆系（D）

泥盆系亦为槽区所独有，且仅见其中统，命名为王家街组，最大厚度753.4米，建组剖面位于永吉县黄榆乡王家街。该组分上、下两段。下段以黄绿色、紫色、紫灰色泥质粉砂岩夹大量火山碎屑岩为主；上段以黑色灰岩为主，在黑色生物碎屑灰岩中产大量珊瑚及层孔虫、刺毛虫等中泥盆统常见分子。

（五）石炭系（C）

该区的石炭系较地台区发育，以海相碎屑—碳酸盐岩沉积夹火山岩为特征。主要分布在吉中地区的双阳、伊通、明城、永吉、磐石、辉南一带。在延吉山秀岭、西部哲南及札鲁特旗亦有分布，总厚度7000余米。该区化石较多，尤其富含䗴科、腕足类及珊瑚类，故其时代划分依据可靠。自下而上划分为下统北通气沟组、鹿圈屯组，中统磨盘山组和上统石嘴子组。

北通气沟组（C_1b）：主要岩性为黄绿、青灰色粉砂岩。产大量腕足类化石，主要有：*Fusella* sp. 纺锤贝、*Syringothyris* sp. 管孔贝、*Tylothyris* sp. 瘤孔贝等早石炭世早期分子。本组厚度大于212米，与下伏二道沟组呈不整合接触。建组剖面位于永吉县大绥河乡北通气

沟。

鹿圈屯组（C_1l）：在双阳、磐石一带出露广泛，可分两段：下段岩性以具有很厚的变质火山岩为其特征，在其下部石灰岩中产早石炭世晚期腕足类化石，有 *Striatifera* sp. 细线贝，以及 *Linoproductus* cf. *tenuistriatus* 弱纹线纹长身贝（相似种）等，厚度3900米；上段以碎屑岩夹石灰岩透镜体为特征，主要化石有珊瑚、腕足类。珊瑚化石有：*Arachnolasma* sp. 似棚珊瑚、*Dibunophyllum* sp. 棚珊瑚、*Palaeosmilia* sp. 古剑珊瑚、*Diphyphyllum* sp. 双形珊瑚、*Lithostrotion* sp. 石柱珊瑚；腕足类有：*Gigantoproductus* sp. 大长身贝、*Punctosprifer* sp. 疹石燕贝等。厚度1232米或更大。建组剖面位于磐石县明城鹿圈屯小力河乡豆家沟。

磨盘山组（C_2m）：主要出露在磐石、双阳、永吉等地，四平地区亦有零星分布。本组岩性均为碳酸盐岩，产丰富的蜓科化石：*Eostaffella* sp. 始史塔夫蜓、*Pseudostaffella* sp. 假史塔夫蜓、*Fusulinella* sp. 小纺锤蜓、*Fusulina* sp. 纺锤蜓、*Profusulinella* sp. 原小纺锤蜓、*Profusulina* sp. 始纺锤蜓等。与上统仅在双阳将军岭后见整合接触，出露厚度650～873米。建组剖面位于磐石县城郊磨盘山。

石嘴子组（C_3sh）：分布同磨磐山组，为浅海相沉积，岩性自南向北碳酸盐岩增多。在磐石县石嘴子一带，下部为大理岩，上部为碎屑岩夹石灰岩。至明城杨木顶子一带，以石灰岩、泥灰岩为主夹少量砂岩。至双阳县将军岭一带则均为石灰岩。富产蜓科化石。厚度约1000米，将军岭光屁股山有代表性剖面。

延边地区的石炭系仅见其上统，命名山秀岭组（C_3s），岩性以灰白色、深灰色薄层状结晶灰岩、硅质条带结晶灰岩、泥质灰岩为主，夹凝灰质砂岩，富产蜓类化石，下部为酸性凝灰岩，未见底，厚度517米以上。

（六）二叠系（P）

吉林省地槽区二叠系主要分布在吉林、延边、白城、哲盟等地层小区，以吉中地区最为发育。该区的桦甸、永吉、双阳、磐石及九台一带的下统以海相石灰岩、碎屑岩、火山岩为主，偶夹陆相碎屑岩；上统以陆相碎屑岩类为主，夹火山岩及少量海相石灰岩透镜体。总厚度在7800米左右。产较丰富的蜓、腕足、苔藓、珊瑚、双壳等类动物化石及少量蕨类植物化石及碎片，自下而上分为三组：

寿山沟组（P_1s）：出露于桦甸县北榆木桥子乡—常山乡一带。在大河深组（P_1d）火山碎屑岩之下为碎屑岩夹石灰岩透镜体。在榆木桥子乡东寿山沟—北安屯一带出露为千枚岩、粉砂岩及石灰岩。石灰岩中产蜓类及腕足类化石，本组出露不全，厚度271～500米。建组剖面位于榆木桥寿山沟石灰窑。

大河深组（P_1d）：分布范围同寿山沟组。岩性以流纹质凝灰岩为主，下部安山质凝灰岩较多，并夹有少量流纹岩、安山岩。凝灰岩中常夹有凝灰质砂岩、粉砂岩和少量砾岩。上部有石灰岩透镜体。岩性横向变化较大。产丰富的蜓科及植物化石。大河深组之厚度在大河深一带最大，近4000米。建组剖面位于大河深烟筒砬子一带，由三条临近的剖面拼接而成。

范家屯组（P_1f）：主要分布在永吉、桦甸一带，九台、磐石、双阳等地亦有出露。主要岩性为灰黑色砂岩，粉砂岩夹厚层石灰岩及灰绿色凝灰质砂岩、凝灰质砾岩。石灰岩中产丰富的蜓化石：*Neoschwagerina* sp. 新希瓦格蜓、*Verbeekina* sp. 费伯克蜓和 *Schwagerina* sp. 希瓦格　等。该组岩性变化较大，厚度890～1370米。建组剖面位于大绥河乡范家屯。

一拉溪组（P_1y）：以火山岩为特征，因不整合于范家屯组之上，又被侏罗系不整合覆

盖，在没有化石的情况下，长期置于上二叠统。1979年定为下二叠统。

一拉溪组主要为海相中酸性火山岩沉积建造。下部为深灰色安山岩；中部以白色、灰白色、灰绿色流纹岩及凝灰岩为主夹少量板岩；上部为灰绿色、紫色凝灰质板岩、砂岩、凝灰岩、砂砾岩、黑色板岩和灰白色燧石条带灰岩。石灰岩含苔藓及海百合茎化石，厚度大于1400米。该组岩相横向变化较大。剖面位于九台县八台岭—磨坊—黑山嘴子。

上二叠统分为二组：

杨家沟组（P_2y）：该组命名地点在九台县波泥河子乡杨家沟。

杨家沟组为海陆交互相磨拉石建造及碳酸盐岩建造。岩性为陆相砾岩、黑色板岩、粉砂岩与砂岩互层夹石灰岩透镜体。产较丰富的咸水、淡水双壳类化石及植物化石。厚度500～1200米。与下伏一拉溪组为平行不整合接触，与上覆马达屯组为整合接触。

马达屯组（P_2m）：该组于1978年划定，其含意是指三叠系卢家屯组与二叠系杨家沟组之间的一套巨厚的火山岩、火山碎屑岩。岩性组合下部为紫灰色中酸性火山碎屑岩，局部夹巨厚球粒状流纹岩或角闪安山岩；上部则以中酸性角砾状凝灰岩、集块岩及凝灰质角砾岩为主；顶部为紫色、灰紫色凝灰质角砾岩。厚969.5～4400米。与上覆三叠系下统卢家屯组呈平行不整合关系。

延边地区的二叠系，下统以海相碎屑岩及火山岩为主，夹少量碳酸盐岩，上统为陆相碎屑及火山沉积。产较丰富的蜓科、腕足、珊瑚、苔藓、羊齿类等动植物化石，可与国内标准二叠系对比。该区下二叠统划分为大蒜沟组、庙岭组、柯岛组和亮子川组。上统为开山屯组。

白城、哲盟地区与延边地区相似，主要表现为地槽与地台边缘的混合特征。

进入中生代以来，吉林省地层南台北槽的分异已不存在。三叠系，在属地槽区的吉林省中部地区发现较多；在地台区仅在浑江盆地有少许出露。侏罗系分布面积渐广，在北西向及北东向盆地中多有所见。两者均为陆相含煤火山岩及火山碎屑岩的断陷式沉积。中生代晚期，白垩纪火山活动明显减少，沉积建造则视盆地发育程度而异。有关这部分资料将在各含油盆地中予以记述。

第三节　岩　浆　岩

吉林省岩浆活动十分频繁。从老到新可划分为前震旦纪，加里东，华力西，印支，燕山和喜山六大旋回。其中，尤以华力西晚期和燕山期最为发育。侵入岩的种类繁多，有超基性岩、基性岩、中性岩、酸性岩和碱性岩等。其中，尤以花岗岩和新生代玄武岩最为发育，前者占基岩出露面积的60%，后者占17%左右。各期岩浆活动的顺序一般具有先喷发，后侵入，从基性到酸性、碱性的演化规律。但各不同时期的岩浆活动又都有各自的特点和成矿专属性。表1–2–2是吉林省岩浆活动的基本概括，现仅以表代文，不另赘述。

通过上两节的记述可知，吉林省前中生界的地层及岩浆岩中，尚未发现有利的生油岩系，仅南部通化盆地北翼三元浦一带的寒武系碱厂沟组石灰岩中具有“浓郁的沥青味”，其生油价值尚待探讨。但是它们的风化壳、溶洞及裂缝均较发育，作为盆地基底则有可能成为储集层。在各盆地的古潜山及火山岩体，发现相应的油气圈闭不无可能。松辽盆地农安构造及伊通地堑风化壳含油，大民屯断陷的古潜山含油以及方正断陷玄武岩气孔含油的先例，可为将来找油的良好借鉴。

表 1-2-2　吉林省岩浆活动特征简表(据《吉林地质》第四期,1979)

时代 代	时代 纪	侵入期			岩浆作用 活动特征	岩浆作用 岩石类型	岩浆作用 代表性岩体	时代依据	矿产
新生代	第四纪 第三纪	喜山期			主要为裂隙式及中心式的基性岩浆喷发和中心式的碱性岩浆喷发,从第三纪到第四纪分六个喷发期,分布面积较广	1.浮岩、凝灰角砾岩、火山碎屑岩、火山灰 2.玄武岩 3.粗面岩、霓辉粗面岩、粗面质凝灰熔岩 4.橄榄玄武岩 5.橄榄玄武岩 6.橄榄玄武岩	第六期(全新世):冰场组碱性岩及玄武质火山渣、熔岩流 第五期(晚更新世):南坪玄武岩 第四期(中更新世):白头山组碱性岩 第三期(上新世):军舰山玄武岩 第二期(晚中新世):船底山玄武岩 第一期(中新世):马鞍山村组玄武岩	同位素年龄0.0443亿年 0.135~0.284亿年	
中生代	白垩纪	燕山期	晚		岩浆活动不强烈,出露较局限 1.中酸性岩类:呈岩株状或小岩基状 2.酸碱性岩类:呈岩株状 3.喷出岩类:晚白垩世早期为酸性及中基性岩浆喷发,晚期为中基性,早白垩世也为中基性岩浆喷发	1.闪长岩、辉石安山岩、钾长花岗岩 2.霓辉正长岩、霓辉霞石正长岩 3.流纹岩、流纹斑岩、安山岩、安山集块岩	1.三峰洞辉石安山岩、二岔沟白岗岩、通沟花岗斑岩 2.永胜屯碱性岩	侵入下白垩统大拉子组,上为喜山期喷发岩覆盖	辉石安山岩为耐酸石材 铜、铅、铌钽矿化
中生代	侏罗纪	燕山期	早	第三次	岩浆活动强烈 1.中基性岩类:呈岩株状 2.花岗岩类:一般为中、小岩基 3.酸碱性岩类:呈岩株或脉状 4.喷发岩类:以中性火山岩为主,上部为酸性火山岩,成为砬门子组、德仁组、安民组主要组分	1.辉长岩、闪长岩 2.花岗岩、黑云母花岗岩、角闪石花岗岩、斜长花岗岩、花岗闪长岩、花岗斑岩 3.正长岩、正长斑岩、二长岩、二长斑岩 4.凝灰岩、安山岩、安山集块岩、流纹岩	1.老岭站岩体 2.永吉旺起、五里河、双河镇花岗岩 3.碱厂沟、青林子碱性岩	侵入上侏罗统,被下白垩统不整合覆盖,同位素年龄1.48~1.55亿年	铁、铜、钼、铅、钨、砷矿产,如大黑山钼矿,碱厂沟矽卡岩型铁矿
中生代	侏罗纪	燕山期	早	第二次	岩浆活动强烈,岩体分布最广,最多,是中生代侵入活动最强的一次 1.中性、基性、超基性岩类:呈岩株状 2.花岗岩类:分布最广,呈大的岩基产出 3.喷出岩类:活动强烈,范围广	1.橄榄岩、辉橄岩、辉石岩、辉长岩、闪长岩 2.白岗岩、白岗质花岗岩、黑云母花岗岩 3.安山岩、流纹岩	1.五峰闪长岩、永吉头道沟、小绥河超基性岩 2.安图牡丹岭岩体、锅魁顶子岩体、杜尔基岩体	侵入中侏罗统屯田营组,被上侏罗统长财组覆盖,同位素年龄1.639~1.74亿年	1.头道沟、小绥河铬矿 2.银、铁、铅、锌、钼、金
中生代	侏罗纪	燕山期	早	第一次	岩浆活动较强烈,花岗岩类呈岩基状产出,喷出岩类以中性火山岩为主	粗粒黑云母花岗岩、白岗岩、碱性花岗岩 安山岩、凝灰岩	大岭花岗岩	同位素年龄1.75~1.80亿年	双河镇铜铅矿
中生代	三叠纪	印支期			岩浆活动不强烈 1.中基性岩类:呈岩株或脉状 2.花岗岩类:岩基状产出 3.喷出岩类:构成三叠纪地层主要部分	1.闪长岩、辉长岩 2.黑云母花岗岩、细粒斑状花岗岩、白岗质花岗岩 3.安山岩、安山集块岩、英安岩、流纹英安集块岩	1.三棚湖、香磨、青林子等岩体 2.蚂蚁河岩体	侵入三叠系中酸性火山岩,被下侏罗统不整合覆盖,同位素年龄1.90~2.30亿年	钛磁铁矿及低品位磷

续表

时代 代	时代 纪	侵入期		岩浆作用 活动特征	岩浆作用 岩石类型	岩浆作用 代表性岩体	时代依据	矿产
晚古生代	二叠纪	华力西期	晚	岩浆活动最强烈,晚古生代岩浆活动的高峰,遍及全省 1.中性、基性、超基性岩类:脉状、岩株状成群产出 2.花岗岩类:呈大岩基状产出 3.喷出岩类:规模大,范围广,期次多,堆积巨厚,如大河深组、一拉溪组等,厚度均大于2000m	1.闪长岩类、辉石橄榄岩、辉石岩、角闪岩、辉长岩 2.黑云母花岗岩、黑云母斜长花岗岩、花岗闪长岩、斑状花岗岩、混合花岗岩 3.安山岩、凝灰质安山岩、流纹岩等	1.石门子、山秀岭、獐项等岩体 2.老岭岩体、敦化黄泥河岩体、高岭岩体	1.侵人石炭纪、二叠纪,被华力西晚期花岗岩侵人 2.侵人晚二叠纪以前地层,同位素年龄2.30~2.95亿年	矿产丰富,主要有金、铜、铁、锰、铅锌、钨、铬、镍等,如二道甸子金矿、磐石铜矿、桦甸锰矿
	石炭纪		中	岩浆活动较强烈 1.中性、基性、超基性岩类:呈岩基、岩株状 2.花岗岩类:出露不多,呈岩株、岩基状 3.喷出岩类:下石炭统鹿圈屯组及上石炭统山秀岭组所夹之火山岩,厚度大于2000m	1.闪长岩、橄榄岩、辉橄岩 2.白岗岩、花岗正长岩、斑状正长岩 3.安山岩、凝灰岩、角斑岩、细碧岩	1.托列拉河闪长岩、伊尔施超基性岩 2.小梨河、苏河屯花岗岩	2.侵人鹿圈屯组,同位素年龄3.38亿年	金、银、铅、铜、锌、镍矿化
	泥盆纪		早	岩浆活动不强烈 1.中性、基性、超基性岩类:呈岩株、岩脉成群出现,多集中辉发河深断裂与北西向断裂的交汇部位 2.花岗岩类:小岩基、岩株 3.喷出岩类:中泥盆统王家街组所夹之火山碎屑岩	1.闪长岩、辉长岩、辉石岩、橄榄岩、角闪岩 2.白岗岩、花岗斑岩、花岗闪长岩 3.凝灰岩、火山角砾岩	1.桃山岩体、红旗岭岩体 2.后庙岭岩体	2.同位素年龄3.51亿年	红旗岭铜、镍矿 放牛沟多金属硫铁矿
早古生代	志留纪	加里东期	晚	1.中性、基性、超基性岩类:呈脉状、岩株状,与围岩同遭强烈区域变质作用 2.花岗岩类:呈岩基状 3.喷出岩类:喷出活动较强烈	1.斜长角闪片麻岩、片麻状辉长岩 2.花岗岩、花岗闪长岩、片麻状花岗岩、斑状花岗岩、钾质注人碎裂花岗岩 3.晶屑凝灰岩、凝灰熔岩、流纹岩、基性熔岩	1.东安屯岩体 2.大王山岩体	1.侵人呼兰群,并与呼兰群同遭区域变质作用 2.侵人呼兰群、同位素年龄4.26亿年	铜、镍矿化
前震旦纪			元古代	侵人集安群、老岭群中的基性岩、花岗岩、伟晶岩以及与本期岩浆活动有关的大量钾质混合花岗岩及钾质脉体混合物,出露我省南部地台区	1.辉长岩 2.混合质钾长花岗岩 3.混合花岗岩	1.集安头道一带 2.集安花甸、桦甸王家店 3.夹皮沟、板庙子一带	四方山,19.97亿年 杨家店:18.11亿年 夹皮沟:17.54亿年	混合岩带内放射性及铜、镍矿化较集中
			太古代	侵人鞍山群中的基性岩、超基性岩及花岗岩、伟晶岩等,出露于我省南部地台区,岩石强烈钠质混合岩化,基性、超基性岩体规模不大,岩相单一,变质深,花岗岩以不规则岩基状出现	1.橄榄岩、辉橄岩、角闪橄榄岩、辉长岩、蛇纹岩等 2.混合花岗岩、片麻状黑云母花岗岩、片麻状斜长花岗岩等	1.大肚川、赤柏松、天合兴基性、超基性岩体 2.北沟屯、会全栈混合花岗岩	同位素年龄25.01亿年	赤柏松铜镍矿,天合兴低品位磷矿 铁、铜、金

第四节 区 域 构 造

一、深部构造及断裂

(一) 深部构造

据重力资料分析，大致以镇西—巨宝和四平—德惠两线为界，将全省分为三个北东向重力场（磁场）区：西部大兴安岭区，中部松辽平原区和东部长白山区。这种重磁分区，宏观地显示了东、西部隆起和中部沉降的基本区域构造格局。

从深部资料也可以看出明显的规律，其莫霍面起伏的主要形态呈线状梯度带和椭圆状，明显呈北东向、北北东向和东西向相间排列。依据莫霍面的特征，可分为西部大兴安岭上地幔坳陷，中部松辽平原上地幔隆起和长白山上地幔坳陷等 3 个一级深部构造分区。西部幔坳呈北东向线状梯级带，地壳深度 37～46 公里；中部幔隆带深 29～36 公里；东部又一幔坳。另外，沿东西向中朝准地台北边断裂，有一条较宽的东西向深部变异带，以此分为两个一级构造分区，南部幔坳特征简单，北部则复杂，地壳厚度一般为 36～46 公里，其莫霍面形态沿伊通—舒兰、敦化—密山等断裂带有醒目的北东向线状梯度带，显然是深部构造的反映。

(二) 断裂

吉林省地质矿产局据现有资料及黄汲清、张文佑等关于断裂切割地壳的深度和规模大小、控岩、控矿作用以及展布形态等分类的判别标志，将断裂分为：超岩石圈断裂、岩石圈断裂、壳断裂和一般断裂四类。上述原则与 1979 年吉林省地质图说明书的分类基本一致。据说明书的划分意见，区内有超岩石圈断裂 1 条、岩石圈断裂 5 条、壳断裂 33 条。

1.超岩石圈断裂

该类断裂仅有一条，即赤锋—开源断裂。它横贯我省南部，由辽宁省西丰县进入我省海龙，经桦甸，过安图、和龙，向东延入朝鲜境内，省内长达 240 公里，宽 5～20 公里，构成我省南台北槽的分界。其特征：①古生代以来，断裂两侧表现明显的沉积差异。南部前震旦系广泛发育，沉积盖层主要为稳定的华北地台型的浅海相沉积建造。断裂的北侧，尚未发现确切的前寒武系。古生代以来，为海相火山—碎屑及陆源碎屑和碳酸盐岩为主的火山岩沉积。②沿断裂带发育线型挤压片理、片麻理构造。③岩浆活动频繁。断裂带内及其两侧，有自太古代至新生代的碱性、酸性、中性、基性和超基性岩浆侵入及喷发。它们呈雁行式展布于断裂两侧。④沿断裂带混合岩化现象明显。⑤地球物理场特征较清楚，在布格重力异常图上，带内表现为 5～10 公里宽的负异常带，在某些地段梯度异常等值线与断裂带基本一致。在航磁异常图及卫星照片上，均呈清晰的平行密集线状构造。⑥断裂两侧，尤其是北侧，含硫化矿床，基—超基性岩发育，被认为其物源来自上地幔。

2.岩石圈断裂

吉林省内岩石圈断裂共 5 条，即嫩江、敦化—密山、依兰—伊通断裂以及最近吉林省地质矿产局新划的四平—德惠和集安—松江断裂。这些断裂均由邻省延入省内并伸向省外，断裂走向北北东或北东，它们与超岩石圈断裂一起铸成了吉林省中、新生代主要构造格架，控制着中新生代地质演变过程。这些断裂走向北东，彼此平行。断裂的共同特征是：①由几条断层组成的断裂带，规模宏大，延伸长达数百公里，多数断裂带内形成槽地，控制了侏罗、白垩系，特别是第三系的展布；②沿断裂带岩浆活动频繁，在带内和两侧有印支期、燕山期、喜山期的中酸性、基性、超基性岩浆侵入和喷发岩，并呈线状展布；③地球物理场特征

清楚，磁力异常为线性异常，重力异常梯度变化明显，其梯度带的异常等值线延伸方向均与断裂走向一致；④生成时代虽不尽一致，但一般均长期发育，多次活动，演变历史复杂。航空照片、卫星照片都清晰地显示为平行密集的线型图像。

上述每个岩石圈断裂的具体特征，在 1979 年《吉林地质》第四期中有详细介绍，广大地质工作者对它们的性质、形成机制及构造归属问题，已在不同刊物中有所论述或专门研究，在此不作赘述。

3.壳断裂

壳断裂系指没有切割整个地壳，并不明显地进入上地幔的中小规模断裂。按切穿深度大致分为硅铝层断裂和硅镁层断裂，该类断裂在吉林省分布较为普遍，共 33 条，主要控制着中生代以来的岩浆活动及岩体展布和沉积建造。

上述这些断裂已成为构造划分的重要依据之一。最重要的是，它们对含油气盆地的分布及发育有明显的控制作用。吉林省已发现的含油盆地均与岩石圈断裂有关。特别是松辽盆地外围的中小型盆地，主要分布其中。这一事实对石油地质工作者提出了新的、必须对这些断裂予以深入研究的重要课题。

二、地质构造单元的划分

（一）吉林省地质科学研究所的划分方案

1979 年，该所在省地质矿产局等单位协作下，编绘了 1：50 万吉林省地质图及其说明书。他们把吉林省划分为 2 个一级单元，即以北纬 42°30′～43°的库伦、海龙、桦甸、和龙一线为界，以南划为中朝准地台区，以北为天山—兴安岭地槽褶皱区。并且依据其各自的特点再划为二级，乃至四级单元（参见图 1–2–2）。

这种划分已为部分石油地质工作者所接受。近几年不少有关松辽盆地南部区域地质方面的研究，均以此为据。现简介如下：

1.中朝准地台（I_1）、吉南台隆（II_1）

中朝准地台位于吉林省南部。该部含地台北缘的吉南台隆之一部分，约占全省面积的 20%。

吉南台隆（II_1）即胶辽台隆，按基底构造和盖层建造，可进一步划为靖宇—和龙台拱（III_1）和太子河—浑江陷褶断束（III_2）2 个三级单元以及和龙岗断块等 7 个四级单元。

吉南台隆的基底有三套岩性组合，自下而上为鞍山群、集安群、老岭群，同位素年龄值分别为 24.31 亿年、19.2 亿年、15～17 亿年，基本特征可与华北地区对比。

这套地层具有古老地槽沉积及火山活动的特点，构造比较复杂，混合岩化作用强烈。

地台的沉积盖层主要限于通化地区的浑江上游、长白、鸭绿江等断陷盆地和柳河—样子哨地堑，除缺失上奥陶统至下石炭统外，发育有震旦纪以来各时代地层。早震旦世沉积了石英砂岩和砂页岩建造，底部夹有绿泥石铁矿，局部有底砾岩，厚达 2100 米，为地台初期沉积的陆屑建造，晚震旦世碳酸盐沉积增多，下部以石英砂岩为主，上部以长藻灰岩及涡卷灰岩为主，厚 1300 米，属于地台早期碎屑碳酸盐岩建造。

下寒武统—中奥陶统为一套滨湖—浅海相紫色砂页岩、石灰岩相地台型沉积。岩性稳定，出露厚度大于 2000 米，与下伏震旦系基本呈平行不整合关系。

中石炭统下部为灰、绿灰色页岩夹紫色砂页岩、铝土质岩和石灰岩透镜体，底部常为砾岩，平行不整合于中奥陶统之上；中上部不稳定的煤层，反映出滨海陆相沉积环境。晚石炭世及二叠纪沉积了以陆相（近海平原）为主的砂岩、页岩夹可采煤层和铝土矿的砂页岩建

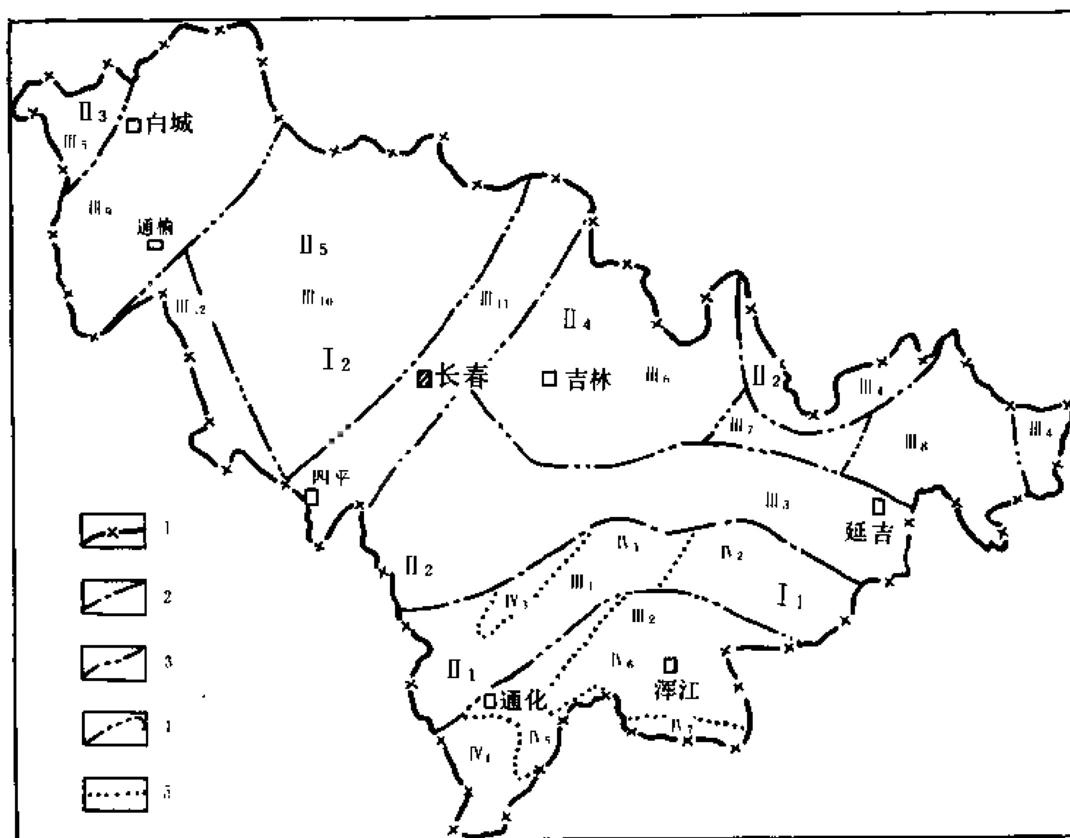


图 1-2-2　吉林省大地构造分区示意图

1—工区范围；2—一级构造分区线；3—二级构造分区线；4—三级构造分区线；5—四级构造分区线；$Ⅰ_1$—中朝准地台；$Ⅰ_2$—天山—兴安岭地槽褶皱区；$Ⅱ_1$—吉南台隆；$Ⅲ_1$—靖宇—和龙台拱；$Ⅳ_1$—龙岗断块；$Ⅳ_2$—和龙断块；$Ⅳ_3$—柳河—样子哨地堑；$Ⅲ_2$—太子河—浑江陷褶断束；$Ⅳ_4$—桓仁台穹，$Ⅳ_5$—浑江上游断陷；$Ⅳ_6$—老岭断块；$Ⅳ_7$—鸭绿江断块；$Ⅱ_2$—吉林加里东褶皱系；$Ⅲ_3$—呼兰—青龙复背斜；$Ⅲ_4$—塔东复背斜；$Ⅱ_3$—内蒙—兴安岭华力西褶皱系；$Ⅲ_5$—乌兰浩特—哲斯复向斜；$Ⅱ_4$—吉林华力西褶皱系；$Ⅲ_6$—吉林复向斜；$Ⅲ_7$—敦化复向斜；$Ⅲ_8$—延边复向斜；$Ⅱ_5$—松辽中断陷；$Ⅲ_9$—西部断阶；$Ⅲ_{10}$—中央坳陷；$Ⅲ_{11}$—东南隆起；$Ⅲ_{12}$—架马吐隆起；Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ分别代表一、二、三级构造单元

造。三叠纪地层仅在浑江石人、闹枝沟一带出露，属陆相火山岩及湖沼相砂页岩沉积建造。

中、新生代地层均为陆相沉积，山间断陷盆地类磨拉石建造和含煤建造发育。中生代并有大规模火山喷发及花岗岩侵人，新生代玄武岩分布广泛。燕山运动和喜山运动在本区表现强烈，具备我国东部濒太平洋构造的特色。

2.天山—兴安岭地槽褶皱区（$Ⅰ_2$）

该区位于吉林省中、北部，约占全省面积的 80%，目前省内发现的含油盆地均在此区。它下分吉林加里东褶皱系（$Ⅱ_2$）、吉林华力西褶皱系（$Ⅱ_4$）和内蒙—兴安华力西褶皱系（$Ⅱ_3$）3 个二级单元，又据其各自特点划为三级、四级单元若干，参见图 1-2-2。

(1) 吉林加里东褶皱系（$Ⅱ_2$）　吉林加里东褶皱系初步划分 2 个三级构造区：

呼兰—青龙复背斜（$Ⅲ_3$），是吉林省北部槽区最南部边缘的主要加里东构造带．根据沉积建造、岩浆活动和变质作用分析，加里东期在北部古生代槽区应有一次较强烈的构造运动．沿地槽边部的早古生代构造层（呼兰群、青龙村群）为一套由基性—中酸性火山岩及硅质泥质岩夹碳酸盐岩组成的海相火山—沉积建造，因遭受强烈的区域变质和紧密褶皱作用，

形成较宽的混合岩、片岩、片麻岩及含燧石条带（或团块）、大理岩变质带。

塔东复背斜（Ⅲ$_4$）是吉林省东部槽区北缘的加里东构造带，以敦化塔东至汪清北部一带出露的“青龙村群”火山碎屑为主的变质岩建造为标志，并以含塔东式铁矿的含钛磁铁石英岩、角闪片岩、石英片岩、片麻岩建造为特点。

(2) 吉林华力西褶皱系（Ⅱ$_4$） 晚期华力西运动向来被称为北部地槽区的质变旋回运动，以剧烈的褶皱回返、断裂及大规模的岩浆活动为特征。根据近几年取得的大量地层、古生物资料，基本认为晚古生代前吉林省东西部槽区具有相同的演化特点。

华力西褶皱总体呈东西向，中间被松辽盆地隔为东西两部分，西部为内蒙—兴安岭华力西褶皱系（Ⅱ$_3$），东部为吉林华力西褶皱系（Ⅱ$_4$）。前者位于吉林省西北端，省内部分仅包括乌兰浩特—哲斯复向斜（Ⅲ$_5$）的扎鲁特旗褶皱束之一角，因其出露面积甚小，又远离含油盆地，故不详述。

吉林华力西褶皱系的主体位于东部，划分为吉林复向斜(Ⅲ$_6$)、敦化复背斜（Ⅲ$_7$）和延边复向斜（Ⅲ$_8$）等3个三级构造单元。

吉林华力西褶皱系展布于吉林和延边地区，吉林地区石炭、二叠系出露较好。总厚约14700米。延边地区沉积总厚12000余米。该构造系是在槽区边部加里东活动带基础上发展起来的，因此构造、建造略有分带性。下石炭统和下二叠统具有厚度巨大的海底火山岩沉积。地槽发育的总趋势是加里东构造期后，槽区从南北两个方向向中间逐渐缩小，晚二叠世海域逐渐收缩乃致枯竭，其沉积由海陆交互相最后转化为陆相建造。从槽区沉积建造和构造、岩浆活动分析，早二叠世末地槽开始全面回返，构成吉林复向斜，敦化复背斜和延边复向斜的雏形。

吉林复向斜（Ⅲ$_6$），主要展布于吉中地区的永吉、双阳、桦甸一带，为伊通地堑、双阳盆地、辉一桦地堑的基底及外围的主要地质要素。中泥盆世主要为浅海相碳酸盐岩夹粉砂岩及少量火山岩沉积建造，仅在南侧双阳盆地王家街零星出露；石炭、二叠系浅海相碳酸盐岩、火山碎屑岩和类复理石建造，自南向北迁移。根据复向斜周围出露加里东构造层，结合在双阳、磐石等地保留有近东西向晚古生代构造，该复向斜具有继承性。复向斜近似等轴宽缓型展布。后期断裂构造和岩浆活动十分强烈，中生代密山—敦化和依兰—伊通岩石圈断裂的大距离水平移动，促使区内构造形变错综复杂化。

敦化复背斜（Ⅲ$_7$）位于吉林复向斜和延边复向斜之间，核部为华力西、燕山期花岗岩；部分残留加里东期构造层，缺失石炭系、二叠纪地层，仅两翼稍有出露，该地区在古生代末可能是一个隆起区。

延边复向斜(Ⅲ$_8$)与吉林复向斜有近似的大地构造特点，但晚古生代海侵较吉中地区略晚，至今尚未发现确切的泥盆—中、下石炭统。上石炭统—二叠系与吉林复向斜具有相同的沉积环境。燕山期的基性—超基性和中酸性岩浆活动较吉中地区更为强烈。

3.中、新生代断陷构造区

古生代后，南北大陆连成一体，基底构造性质趋向一致性，全省成为相对稳定的“地台区”（即古亚洲大陆的一部分）。中生代，由于太平洋构造作用的影响，古亚洲大陆再度破裂，这次构造活动主要表现为剧烈的断块作用和平缓的褶皱作用，并伴随着强烈的岩浆活动。印支运动在省内略有显示，三叠系仅在局部地段零星出露，为陆相中酸性火山岩及砂页岩建造。早中侏罗世的断裂活动导致多种类型断陷盆地的形成，沉积了含煤地层及火山碎屑岩建造和类磨拉石建造。全省共有中新生代盆地70余个。其中多数有规律地作北东向排

列，并具有一定的等距性，反映了中、新生代我国东部裂谷断陷盆地的右旋特色。

侏罗纪末，北东向断裂加剧，使东西部山区整体抬升。白垩纪继续活动，松辽盆地以及依兰—伊通地堑、延吉、安图、辉南、双阳等山间断陷盆地相继形成。山间盆地形成早期（早白垩世）为红色磨拉石建造，晚期为含油页岩建造。松辽平原大型盆地则反映出构造活动和沉积韵律的多旋回性。现根据已往石油勘探资料仅就松辽中断陷，简述如下。

松辽中断陷（Ⅱ$_5$）位于吉林省西部地区，构造上位于吉林华力西褶皱系和内蒙—兴安华力西褶皱系之间，可划分为西部断阶（Ⅲ$_9$）（即西部斜坡）、中央坳陷（Ⅲ$_{10}$）、东南隆起（Ⅲ$_{11}$）和架马吐隆起（Ⅲ$_{12}$）（即西南隆起）等4个三级构造单元。

松辽大型盆地形成于中生代。根据断裂规模、沉积建造、构造及岩浆活动，可知侏罗纪末以来，盆地经历了早期裂谷、中期整体坳陷以及晚期褶皱隆起的不同发展阶段。整体坳陷主要限于早白垩世，受太平洋板块构造作用的影响和基底断裂的控制，沉积了5000余米的内陆湖相含油“类复理石建造”和红层建造。由于盆地多次扩张和收敛，为发育多套含油气组合创造了条件。

（二）吉林省地质矿产局的划分方案

1982～1984年间，吉林省地质矿产局在总结1：20万区域地质调查成果的基础上，提出了新的划分方案，其划分的结果如图1—2—3和表1—2—3所示。这个划分方案的特点是，

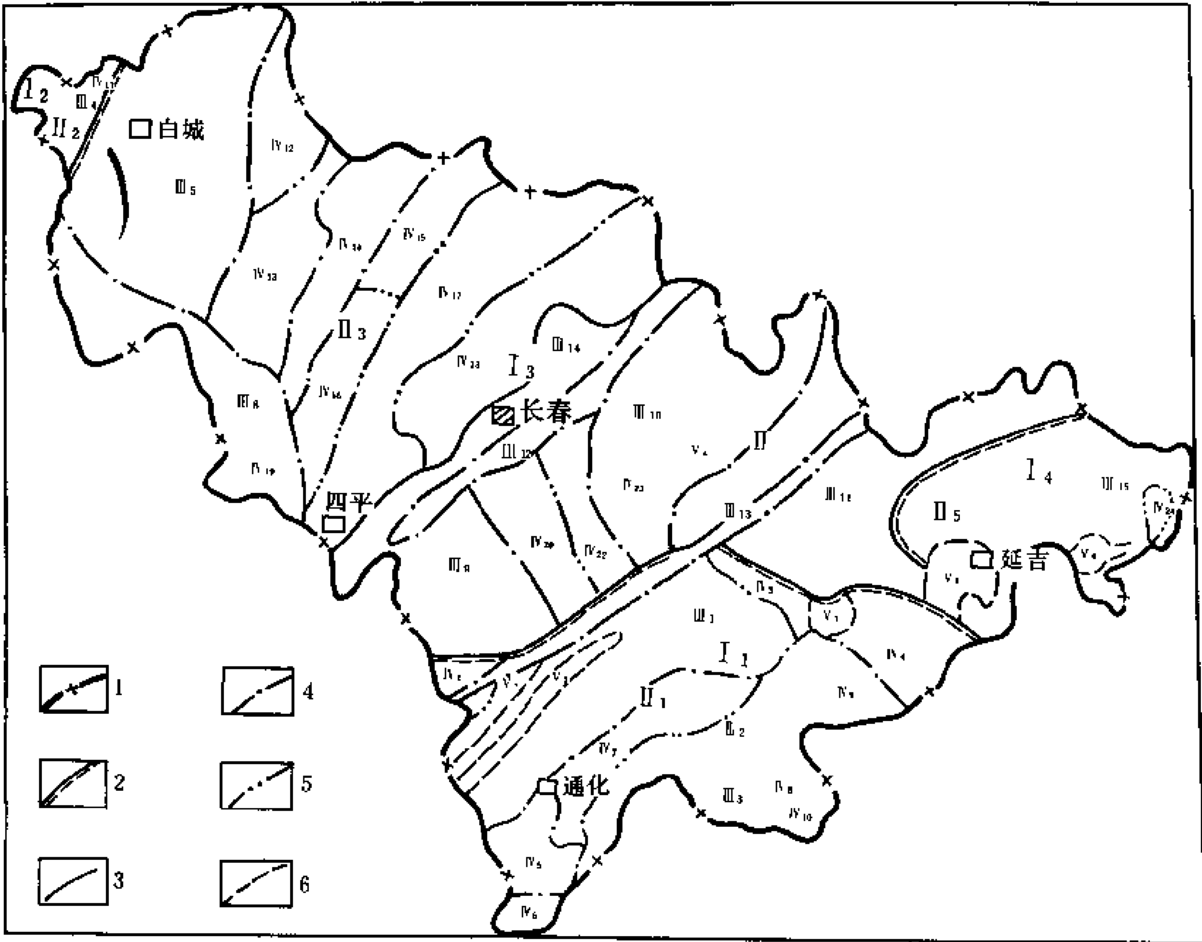


图1—2—3 吉林省构造分区略图

1—工区界限；2—亚一级构造分区界线；3—二级构造分区界线；4—三级构造分区界线；5—四级构造分区界线；6—五级构造分区界线

表 1-2-3 吉林省构造单元划分表

	Ⅰ级	亚Ⅰ级	Ⅱ级	Ⅲ级	Ⅳ级	Ⅴ级
地台	中朝准地台	Ⅰ$_{1}$ 中朝准地台	Ⅱ$_{1}$ 胶辽台隆	Ⅲ$_{1}$ 铁岭—靖宇台拱	Ⅳ$_{1}$ 李家台断块	
					Ⅳ$_{2}$ 龙岗断块	Ⅴ$_{1}$ 柳河地堑
						Ⅴ$_{2}$ 样子哨地堑
					Ⅳ$_{3}$ 色洛河断块	
					Ⅳ$_{4}$ 和龙断块	Ⅴ$_{3}$ 松江断凹
				Ⅲ$_{2}$ 太子河—浑江台陷褶断束	Ⅳ$_{5}$ 清河台穹	
					Ⅳ$_{6}$ 太子河凹褶断束	
					Ⅳ$_{7}$ 浑江上游凹褶断束	
					Ⅳ$_{8}$ 鸭绿江凹褶断束	
					Ⅳ$_{9}$ 老岭断块	
				Ⅲ$_{3}$ 营口—宽甸台拱	Ⅳ$_{10}$ 长白断块	
地槽	天山—兴安地槽褶皱区	Ⅰ$_{2}$ 内蒙—大兴安岭褶皱系	Ⅱ$_{2}$ 内蒙优地槽褶皱带	Ⅲ$_{4}$ 乌兰浩特—哲斯复向斜	Ⅳ$_{11}$ 葛根庙—大泡子褶皱束	
		Ⅰ$_{3}$ 吉黑褶皱系	Ⅱ$_{3}$ 松辽中断陷	Ⅲ$_{5}$ 西部断阶		
				Ⅲ$_{6}$ 中央坳陷	Ⅳ$_{12}$ 龙虎泡—大安凸起	
					Ⅳ$_{13}$ 长岭凹陷	
					Ⅳ$_{14}$ 扶余—双坨子凸起	
				Ⅲ$_{7}$ 东南隆起	Ⅳ$_{15}$ 莺山—王府凹陷	
					Ⅳ$_{16}$ 青山口—杨大城子凸起	
					Ⅳ$_{17}$ 榆树—梨树凹陷	
					Ⅳ$_{18}$ 九台—长春凸起	
				Ⅲ$_{8}$ 西南隆起	Ⅳ$_{19}$ 太平川—双辽凸起	
			Ⅱ$_{4}$ 吉林优地槽褶皱带	Ⅲ$_{9}$ 石岭隆起		
				Ⅲ$_{10}$ 吉林复向斜	Ⅳ$_{20}$ 双阳—磐石褶皱束	
					Ⅳ$_{21}$ 四棱山—缸窑中间凸起	
					Ⅳ$_{22}$ 小绥河—呼兰中间凸起	
					Ⅳ$_{23}$ 蛟河—桦甸褶皱束	Ⅴ$_{4}$ 蛟河断陷
				Ⅲ$_{11}$ 敦化隆起		
				Ⅲ$_{12}$ 依兰—伊通断陷		
				Ⅲ$_{13}$ 敦化—密山断陷		
	滨太平洋褶皱区	Ⅰ$_{4}$ 延边褶皱系	Ⅱ$_{5}$ 延边优地槽褶皱带	Ⅲ$_{14}$ 延边复向斜	Ⅳ$_{24}$ 春化—四道沟中间凸起	Ⅴ$_{5}$ 延吉断凹
						Ⅴ$_{6}$ 珲春断凹

将吉林加里东褶皱系和吉林华力西褶皱系并称吉黑褶皱系，并将松辽中断陷置入其中。新的划分方法有其独到之处，但松辽部分，稍显粗放，实际应用中应予修正。

除上述对大地构造的两种划分外，吉林省地质科学研究所对省内地质构造曾进行较系统的地质力学研究，并且提出自己的划分方案。其主要观点是吉林省"处在新华夏系与阴山—天山纬向构造体系相复合的地区。由于多次构造运动，尤其是燕山期以来构造运动的影响，使吉林省境内形成了各种类型的构造体系和多样的构造型式"。他们认为"目前已经被认识到的我省的构造体系有：纬向构造体系、经向构造体系、华夏系、新华夏系、华夏式构造体系、山字型构造体系、旋扭构造体系以及未归属的北西向构造带和各种弧型构造带"。"其中纬向系和新华夏系是我省的主要构造体系"。这些构造体系的相互交切，共同组成我省基本构造格架。感兴趣的读者，可以查阅《吉林地质》，1979年第四期，在此不予赘述。

第五节　中、新生代盆地概况及主要勘探成果

一、盆地分布

吉林省位于古亚洲大陆和太平洋构造域的重叠部位。中生代经早印支旋回的暂短过渡，晚印支期开始，由于太平洋板块对欧亚板块的俯冲、拉张，古亚洲大陆再度破裂，因而在其东部形成一系列北东向和北西向的规模不等的中、新生代盆地，见图1–2–4。

按吉林油田1984年的统计，吉林省境内共有中、新生代盆地70个（表1–2–4），总面积为98528平方公里，占全省面积的53%。

由于受古构造、古沉积环境的控制及构造变动时空差异的影响，各盆地的面积、类型和发育程度不尽相同，建造特点也因地而异。

这些盆地面积最大者为松辽盆地（26万平方公里，省内部分7.5万平方公里），其余盆地皆为中、小型，最大面积3150平方公里，最小者仅10余平方公里。

按边界条件及构造位置，盆地可大抵分为三种类型，即以延吉盆地为代表的受基底断裂控制的坳陷型盆地；以伊通地堑为代表的受岩石圈断裂控制的裂谷型盆地和以平岗盆地为代表的受壳断裂控制的断陷型盆地。中、新生代盆地的沉积建造则分别为含油页岩碎屑建造、含煤油页岩碎屑建造和含煤火山碎屑建造。

1955年开始的松辽盆地油气勘探，成就蜚然，举世皆知。大型陆相盆地的勘探前景已为世人公认。

从1981年开始对松辽盆地以外的"外围盆地"进行石油地质调查，其目的是研究这类盆地的含油性，以开拓新的勘探基地。迄今已在延吉、伊通、平岗等3处发现油气显示或工业油流，而这三个盆地分别是三种类型的代表。这就是说，在上述三种成因类型和建造的盆地中均有油气发现。

纵观省内外中、小型陆相盆地油气勘探成果有三个显著特征。其一，发现的含油盆地面积逐渐小型化，以吉林省而论，1984年发现油砂的伊通地堑面积仅4300平方公里，而1990年发现油砂的平岗盆地面积为215平方公里，同年发现油气显示的与之紧邻的辽宁省金沟子盆地面积仅96平方公里。其二，盆地沉积建造类型日趋多样化。其三，伴之而来的生油有机质类型亦日趋多样化：晚期生油说所公认的、生油贡献不佳的Ⅲ类干酪根可以生油的实例和论述亦屡有报导。这个基本事实打开了小型、含煤、含火山岩盆地的勘探禁区，为中、小型盆地的油气勘探展示了宏伟的前景。向中、小型盆地进行新的探索，势在必行，行则必

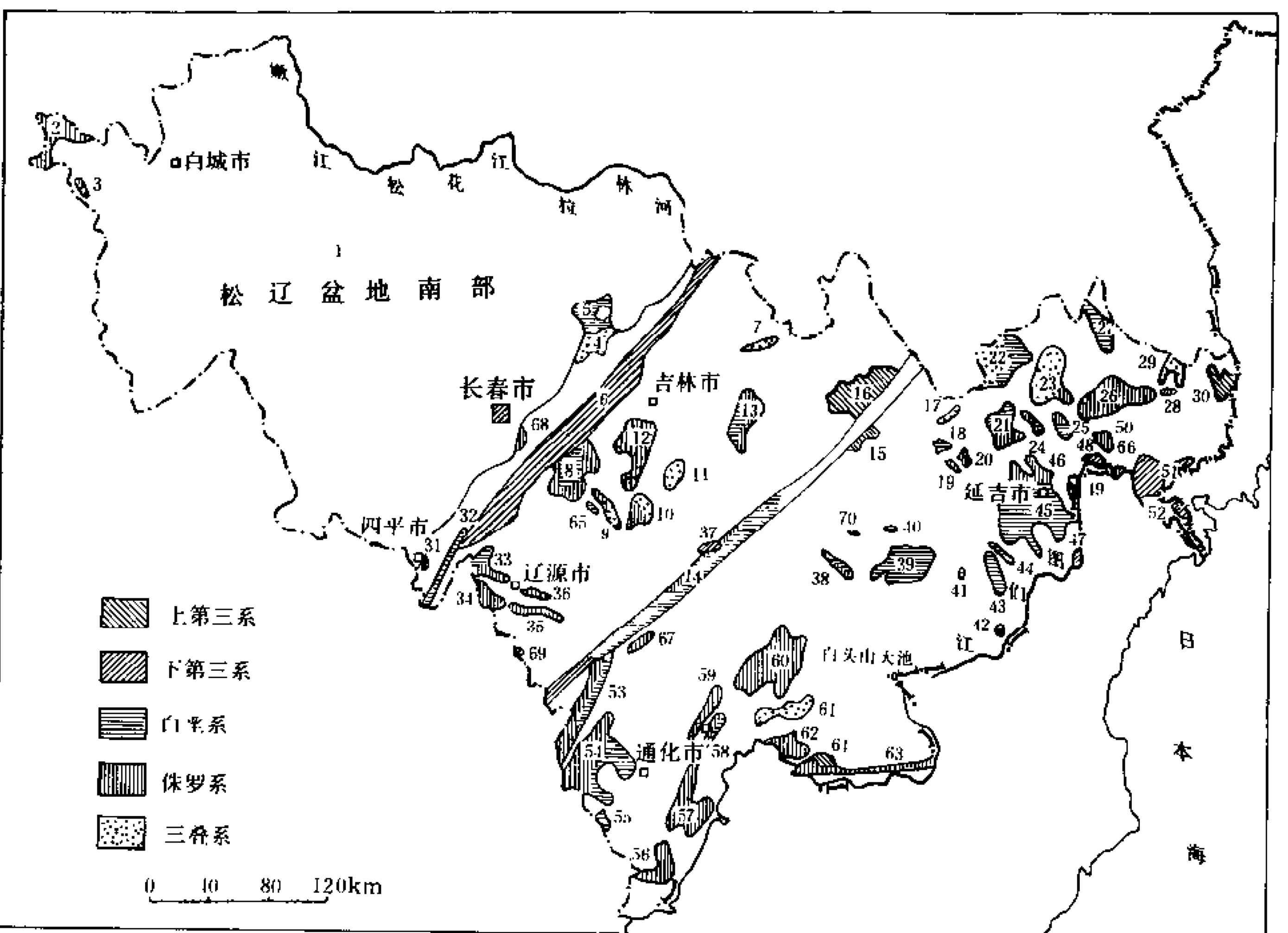


图 1-2-4　吉林省中、新生代盆地分布图

图中数字序号与表 1-2-4 对应

表 1-2-4 吉林省中、新生代沉积盆地一览表

编号	名称	类型	面积 (km^2)	方向	位置	基底及其时代	沉积建造时代(代号)	地层厚度 (m)	控制盆地构造	盖层构造	主要形成时代
1	松辽盆地南部	断陷	75000	北东向	白城地区	古生界华力西花岗岩	J_3、K_1、K_2、N_1、N_2				
2	万宝	断坳		北东向	洮安县万宝						
3	巨宝	断陷		南北向	洮安县巨宝						
4	卢家	坳陷	170	北东向	九台县卢家	P_1、P_2	T_1、K_1		北东向断裂	北东向向斜	T_1
5	上河湾	坳陷	360	北东向	九台上河湾	E、O、P_1、T_1、γ_3^3	J_3、K_1		北东向和北西向断裂	北东向向斜	K_1
6	伊(通)舒(兰)	裂谷	3150	北东向	伊通—舒兰	古生界	K_1、E_{1-3}		伊舒断裂	北东向向斜	E_{1-3}
7	西土山	断坳	75	北东东向	蛟河县龙凤—新站	P_1	T_3		北东东向断裂	北东东向向斜	T_3
8	双阳	坳陷	400	东西向	双阳县城南	P_1、γ_5^1	T_3、K_1、J_1、J_2、J_3		东西向断裂	北北东向向斜	J_3-K_1
9	烟筒山	坳陷	150	北西向	磐石县烟筒山	C_1、C_2、C_3、P_1、γ_4^3	T_3、J_1	3327	北西向断裂	北西向向斜	J_1
10	四合屯	坳陷	750	南北向	桦甸县八道河子	Є-O、P_1、γ_4^3、S_4^3	J_1、J_2		北北东向和北北西向断裂		J_1
11	南楼山	坳陷	225	南北向	桦甸县、永吉县交界	O_3、P_1、γ_0^3	J_1				J_1
12	永吉	断陷	500	北北东向	永吉县	Є-O、P_1	J_1		北北东向断裂	北北东向向斜	J_1
13	蛟河	坳陷	400	北北东向	蛟河县	P_2、P_1、γ_4^3	J_3-K_1	2545	北北东向断裂	北北东向不对称向斜	K_1
14	辉桦	裂谷	1000	北东向	海龙、桦甸县	γ_1、γ_3^3、ν_4^3、Ar_1^2、Ar_2^2、Pt、古生界	J_3、K_1、K_2、E_{1-3}	2300	敦密断裂	北东向向斜	J_3-K_1、E_{1-3}
15	高松树	裂谷	320	东西向	敦化县太平沟	K_1、K_2、γ_4^3	N_1	1012	敦密断裂	北东向向斜	N_1
16	额穆	裂谷	1280	北东向	敦化黑石	P_2、γ_4^3、$\gamma\delta_4^3$	N_1、E		敦密断裂	北东向向斜	N_1
17	东北岔	断陷	34	北东向	安图长兴	P_1、$\gamma\delta_4^1$	T_3	3405	北东向断裂	北东向向斜	T_3
18	碱厂沟	坳陷	40	北西向	安图亮岳	$\gamma\delta_4^3$	T_3、J_2、K_1		北西向断裂	北西向向斜	K_1

续表

编号	名称	类型	面积 (km^2)	方向	位置	基底及其时代	沉积建造时代（代号）	地层厚度 (m)	控制盆地构造	盖层构造	主要形成时代
19	明月沟	裂谷	35	北西向	安图明月镇	P_1、γ_5^1	J_2	2300	北西向断裂	北西向向斜	J_3
20	长兴	裂谷	55	北西向	安图长兴	P_1、γ_5^1	J_2、K_1	1550	北东向和北西向断裂	北西向单斜	J_3
21	屯田营	裂谷	550	北东向	延吉市屯田营	P_1、γ_4^3、$\gamma\delta_4^3$	J_2、K_1	2400	北东向断裂	北东向向斜	J_2、K_1
22	春阳	断陷	450	北东向	汪清春阳	P_2、P_1、$\gamma\delta_4^3$	J_3、J_2、K_1		北东向断裂	北东向向斜	T_3、K_1
23	天桥岭	裂谷	400	北东向	汪清县天桥岭	P_1、P_2、$\gamma\delta_4^3$、δ_4^3	T_3、J_2、J_3、K_1	2000	北东向断裂	北东向向斜	T_3、J_2
24	百草沟	断裂	90	南北向	汪清县百草沟	P_1、$\gamma\delta_4^3$	J_2、K_1		南北向和北西向断裂	南北向不对称向斜	J_2、K
25	汪清	断陷	110	近南北向	汪清县城	P_1、P_2、$\gamma\delta_4^3$	J_2、K_1		近南北向断裂	南北向向斜	K_1
26	地荫沟	坳陷	1000	东西向	汪清县罗子沟	P_1、P_2、γ_{04}^3、$\gamma\delta_4^3$	J_2、J_3、K_1		东西向断裂	东西向向斜	J_2、K_3
27	罗子沟	断坳	325	南北向	汪清县罗子沟	O_3、P_1、$\gamma\delta_4^3$	K_1		南北向断裂	北西向向斜	K_1
28	杜荒子	坳陷	95	东西向	汪清县复兴	P_1、P_3、γ_4^3	K_1、T_3、E_{1-3}		东西向断裂	东西向向斜	E_{1-3}
29	六道崴子	断坳	200	北东向	汪清县六道崴子	P_1、γ_{04}^3、$\gamma\delta_4^3$	T_3		北东向断裂	北东向向斜	T_3
30	春化	坳陷	143	北北东向	珲春县春化	P_1、γ_{04}^3	E_{1-3}、N_1	300	北北东向断裂	北北东向向斜	N_1
31	半拉山门	断陷	70	北东向	四平市东半拉山门	P_2、γ_3^3	J_3		北东向断裂	北东向向斜	J_3
32	叶赫	裂谷	210	北东向	梨树县石岭—叶赫	P_2、γ_3^3	K_1		北东向断裂	北东向向斜	K_1
33	辽源	断陷	198	北西向	辽源市北	P_2、γ_{04}^3、γ_4^3	J_3、K_1	2327m	北西向和东西向断裂	北西向开阔向斜	J_3—K_1
34	平岗	断陷	215	北西向	东辽县平岗	γ_{04}^3、γ_4^3	J_2、J_3、K_1	4600	北西向和北东向断裂	北西向向斜	J_3
35	渭津	断陷	300	北西西向	东辽县渭津	O_3、γ_{04}^3、γ_4^3	J_2、J_3	1895	北西西向断裂	北西西向不对称向斜	J_3
36	辽河源	断陷	40	北西向	东辽县辽河源	γ_4^3	J_3	1960	北西西向断裂	北西西向不对称断裂	J_3

编号	名称	类型	面积 (km^2)	方向	位置	基底及其时代	沉积建造时代(代号)	地层厚度(m)	控制盆地构造	盖层构造	主要形成时代
37	桦甸	断坳	90	东西向	桦甸县大陈屯	P_1、K_2	E_{1-3}		致密断裂和东西向断裂	东西向向斜	E_{1-3}
38	白水滩	裂谷	140	北西向	抚松县白水滩	Ar_2、Pt_1、Pt_2^2、Qi、γ_3^3	J_1、J_3、K_2	2200	东西向断裂	北西向背斜	J_1
39	松江	断坳	750	东西向	安图县	Ar_2^2、Pt_1、Pt_2、Pt_2^2、Q_1、γ_4^3	J_1、J_2、J_3、K_1	4880	北西向断裂	北东东向向斜	K_1
40	大甸子	坳陷	49	北西向	安图县万宝	P_2、γ_3^3、γ_5^2	K_1	2330	北西向断裂	北西向向斜	K_1
41	东风	断陷	16	南北向	和龙县东风	Ar_2^2、γ_3^3	K_1		南北向断裂	南北向向斜	K_1
42	诗满村	断坳	200	北西向	和龙县崇善	γ_3^3	K_1		北西向断裂	南北向向斜	K_1
43	和龙	断陷		南北向	和龙县城	Ar_2^2、γ_3^3	K_1	1420	南北向断裂	南北向向斜	K_1
44	福洞	断陷	95	北西向	和龙县福洞	Ar_2^2、γ_3^3	J_2、J_3、K_1、K_2	1845	北西向断裂	北西向向斜	J_3–K_2
45	延吉	坳陷	2000	东西向	延吉市	$\in$–O、P_2、γ_5'、γ_3^3、γ_4^3、γ_{04}^{13}	J_2–K_1	4000	东西和北东向断裂	北东东向向斜	K_1、K_2
46	清茶馆	坳陷	72	东西向	龙井县长安	K_2、$\gamma\delta_4^3$、γ_5^1	E_{1-3}		东西向断裂	东西向向斜	E_{1-3}
47	三合	坳陷	30	北东向	龙井县三合	P_1、$\gamma\delta_4^3$	E_{1-3}	510	北北东向断裂(图们江)	北东向向斜	E_{1-3}
48	凉水	坳陷	50	东西向	珲春县凉水	$\gamma\delta_4^3$	E_{1-3}	540	东西向断裂	东西向向斜	E_{1-3}
49	图们	断陷	80	南北向	图们市	P_2、$\gamma\delta_4^3$	J_2、K_1、K_2		南北向断裂	南北向向斜	J_2、K_2
50	清晰洞	断坳	190	近南北向	珲春县清晰洞	P_1	J_2		近南北向断裂	近南向向斜	J_2
51	珲春	坳陷	548	东西向	珲春县	P_1、T_3、K_1、γ_{04}^3	E_{1-3}	1200	东西向断裂	北东东向向斜	E_{1-3}
52	敬信	坳陷	35	东西向	珲春县敬信	γ_{04}^3、$Y\gamma_5'$	E_{1-3}		东西向断裂	东西向向斜	E_{1-3}
53	柳河	裂谷	1050	北北东向	柳河县城	Ar_1^1、Ar_1^2	J_2、J_3、K_1、K_2	6700	北北东向断裂	北北东向向斜	J_3

续表

编号	名称	类型	面积(km^2)	方向	位置	基底及其时代	沉积建造时代(代号)	地层厚度(m)	控制盆地构造	盖层构造	主要形成时代
54	三源浦	断坳	1500	北东向	柳河县三源浦	Ar_1^1、Ar_1^2、Qi、Z、Є	J_2、J_3、K_1、K_2	8900	北东向断裂	北东向向斜	J_3—K_2
55	红庙子	断坳	100	北东向	通化	Ar_1^1、Pt_1、Pt_2	K_1				K_1
56	集安	裂谷	400	北西西向和南北	集安县二户来	Pt_1、Qi、Є、O_1	J_3	3400	北北西向和北东向断裂	北北西向近南北向向斜	J_3
57	果松	裂谷	800	北北东向	通化县果松	Pt_1、Pt_2	J_2、J_3	3100	北北东向断裂	北北东向背斜	J_2
58	石人	裂谷	280	北东向	浑江市石人	Ar_1^1、Ar_1^2、Pt_2、Q_1	J_2、K_1		北北东向断裂	北北东向向斜	J_2
59	浑江	裂谷	100	北东向	浑江市	Q_1、Z、Є、P	J_3、K_1		北东向断裂	北东向向斜	J_3—K_1
60	抚松	裂谷	120	北东向	抚松县城	Ar_1^1、Ar_1^2、Q_1、Z	J_1、J_2、J_3、K_1		北东向断裂	北东向向斜	J_3
61	义和	断陷	150	东西向	浑江市闹枝沟	Ar_1^2、Pt_2	T_3、J_1、J_3		东西向断裂	东西西向向斜	T_3、J_1
62	烟筒沟	断陷	400	东西向	浑江市四道沟	Pt_2、γ_2	T、T_3、K_1		东西向断裂	东西向向斜	J_3
63	长白	裂谷	180	东西向	浑江六道沟	Pt_2、Є、O	J_2、J_3		东西向断裂		J_3
64	马鞍山	坳陷		东西向							
65	仙人洞	断坳	40	北东向	磐石县仙人洞	C_1、C_2、C_3、P_1	J_3			北西向	J_3
66	密江	断坳	30	近南北向	珲春县密江	P_1	J_2		南北向	南北向	J_2
67	庆阳				辉南县庆阳						
68	净月潭	断陷			长春市净月潭		J				
69	小四平	断陷			辽源市小四平		J				
70	大浦柴河						J				

果，这就是10年来的基本结论。

二、勘探程度及初步成果

在吉林省70个中、新生代盆地中，经过正规勘探的有松辽盆地南部和伊通地堑2个，勘探面积占全省中、新生代盆地面积的75%左右。其余68个盆地中，仅面积大于1000平方公里的辉桦、柳河、延吉、通化这4个盆地做过石油地质调查和初步评价，另外，尚有64个未开展工作。

工作时间最长、程度最高的是松辽盆地南部，该地区面积7.5万平方公里，勘探工作始于1955年，现已在全区展开，有的地区进入详探，有的地区已辟为油田。该区目前的主要勘探与开发的地区及层位是中央坳陷区的下白垩统。东南隆起区和西部斜坡区的工作程度较低。该区深层（主要是侏罗纪断陷）的工作起始于1983年，并于1988年在梨树断陷有新突破。

上述勘探的主要矿种是石油，对天然气的勘探虽已有发现，但尚未列入专门勘探议程。勘探过程中，主要工作对象是构造油气藏，虽然隐蔽油气藏亦有所发现，但尚未掌握其分布规律，不能提供有力的预测。

伊通地堑的工作始于1981年，现已正式开展勘探。该地堑的勘探目的层是下第三系，重点工作地区是岔路河坳陷和伊丹隆起，其余地区正在拓展之中。这两个单元的矿种，主要是石油（轻质油），其次是天然气和凝析油。油气藏类型仍以构造类为主，其他类型仅属预测。

由上述两例可见，吉林省的石油勘探与开发工作，虽然初具相当规模，但从地区、层位、油气藏类型及矿种上看，工作尚不均衡。号称吉林省石油工业摇篮的松辽盆地南部，也基本局限于中央坳陷区下白垩统的构造油气藏。中央坳陷区两侧的西部斜坡区和东南隆起区基本上没有重大突破。侏罗纪断陷的勘探也仅有良好的开端。全区矿种仍以石油为主，煤成气、稠油虽有重要发现，但均未列成专门勘探开发项目。

但是仅此所及，成绩仍然是突出的。

总之，经过30余年的勘探与开发，在吉林省境内共发现11个油田和一批随时可提供详探的含油气构造。这11个油田中，有10个在吉西地区的松辽盆地南部，1个在吉中地区的伊通地堑。其产油层位：在松辽盆地内部的为中生界，以下白垩统为主，侏罗系次之；在伊通地堑的，则为新生代下第三系。

松辽盆地南部的10个油田中，有9个位于中央坳陷区，1个位于东南隆起区的侏罗纪断陷中。前述9个油田中的扶余、新立、木头、新北、乾安、红岗、英台等7个已经正式投产。它们组成了吉林省的重要石油基地，蜚声中外。其余，四方坨子、海坨子等两个油田，于1988年底提交了可采储量，油田正在筹建中。位于侏罗纪断陷的四五家子油田，仅以控制储量命名，尚未正式投产。

伊通地堑内的长春油田属于断块型小油田，勘探难度较大。1988年3月发现工业油流后转人滚动勘探开发，1988年底正式提交可采储量，现已正式投产。

这就是说，30余年的主要成果是，在吉林大地上，从吉西至吉中，从侏罗系到第三系，从煤成气到稠油的各个领域中，都获得了重大的突破，完全改变了吉林省的产业结构和经济面貌。

上述广阔的勘探领域和初步成果，一方面为祖国壮丽的石油史册上增写了重要的一页，另一方面，也展现了吉林省石油勘探事业方兴未艾的广阔前景。省内松辽地区的深层、隐蔽

油气藏和煤成气的勘探以及吉中、吉东地区众多小型盆地的勘探，必将以此为起点，获得迅猛的发展。吉林省石油地质事业正面临着新的飞跃。

参 考 文 献

王尚文，1987，中国石油地质学，石油工业出版社。

中国科学院地质研究所，1958，中国大地构造纲要（中国大地构造图说明书），科学出版社。

孙建中、王雨灼，1984，吉林新生代火山岩同位素编年，地层学杂志，8卷1期。

李四光，1973，地质力学概论，科学出版社。

李东津、董洁，1986，吉林省陆相侏罗—白垩系界线研究，地层学杂志，10卷1期。

李春昱、郭令智、朱夏，1986，板块构造基本问题，地震出版社。

刘渭州等，1982，吉林伊通桃山早志留世笔石地层，地层学杂志，6卷3期。

吉林省区域地层表编写组，1978，东北地区区域地层表（吉林省分册），地质出版社。

吉林省地质矿产局，1988，吉林省区域地质志，地质出版社。

吴水波等，1980，吉林东部托盘沟地区的上三叠统，地层学杂志，4卷3期。

陈均远等，1985，吉林南部地区奥陶系概貌，地层学杂志，9卷1期。

杨学林，1981，松辽盆地东部的营城组，地层学杂志，5卷4期。

张普林，1986，吉南辽东一带的侯家屯组，地层学杂志，10卷3期。

武仁，1987，吉林浑江煤田小营子组，地层学杂志，11卷3期。

周伏洪，1984，根据航磁资料探讨大庆油田外围找油方向，石油学报，5卷2期。

国家地震局深部物探成果编写组，1986，中国地壳上地幔地球物理探测成果，地震出版社。

徐嘉炜，1978，试论郯庐断裂带的平移及其地质与找矿意义，地质矿产研究，1978.5期。

黄汲清，1980，中国大地构造及其演化（1：400万中国大地构造图简要说明），科学出版社。

第二篇　松辽盆地南部

第一章 概　况

第一节 地理简况

松辽盆地是松辽平原之下的中生代中晚期—新生代长期发育的大型断坳型内陆盆地。它位于松嫩平原的南段和辽河平原的北段，面积约26万余平方公里。

盆地的西、北、东三面分别为大兴安岭、小兴安岭和张广才岭所围，南面为康法丘陵。行政区划上，分别为黑龙江省、辽宁省、吉林省和内蒙古自治区所辖。通常所说的盆地南部或北部，是一个地理概念。北部指黑龙江省辖区，面积约12.8万平方公里。南部指松花江以南吉林省、内蒙古自治区和辽宁省辖区，面积约13.4万平方公里，其中吉林省辖区面积约为7.5万平方公里，占盆地南部面积的56%还多（图2-1-1）。

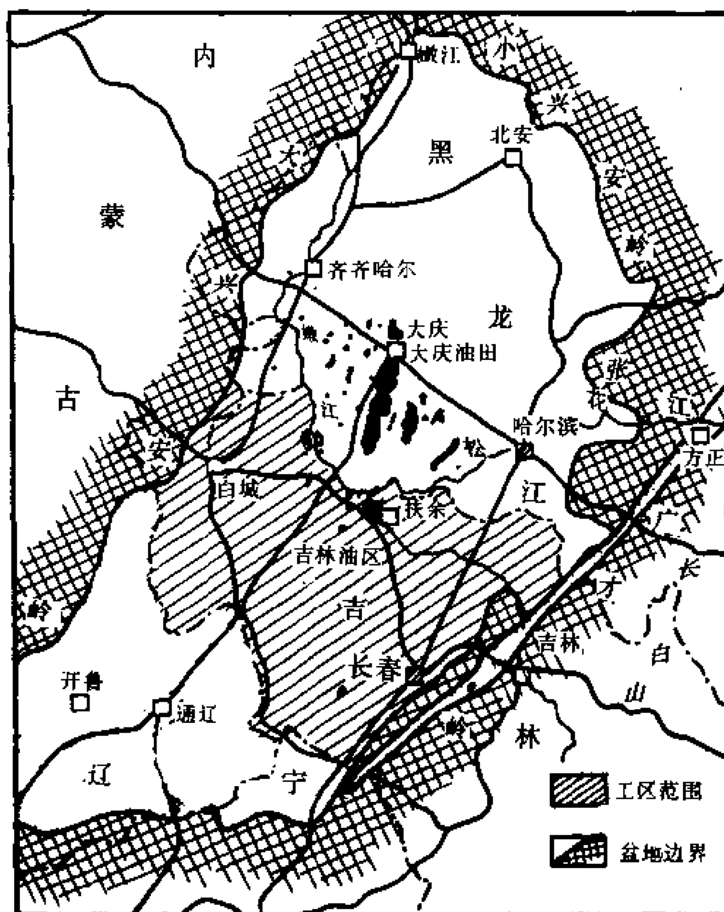


图2-1-1　松辽盆地南部位置图

（引自《中国含油气盆地图集》，1988）

由于吉林省辖区所占面积大、又是30余年来的主要勘探区，所以本志所指的"松辽盆地南部"就是指盆地的吉林省部分，简称"松南"。

松辽盆地南部位于吉林省西部地区，属于松辽平原中段(第二松花江下游及辽河平原北段)。包括吉林省白城地区全部及长春、四平两地区的西部及北部。

区内地势低平，气候以干旱、多风为特征，西部、北部尤甚；东部自两江地区到盆地边缘以及南部的东辽河流域，年雨量增达500～700毫米，风势稍敛。

松南经济以农业为主，西部农牧并蓄，工业除以扶余为中心的石油开发与炼制工业外，轻纺工业占较大比例；其他工业主要以周围各工业城市为依托。区内交通方便，（北）京—哈（尔滨）、（四）平—齐（齐哈尔）铁路围绕盆地，长（春）—白（城）铁路贯穿其中，辅以长白公路，构成区内主要交通动脉，以此为骨干的县、乡级公路交织成网，辅以松花江水

道季节性通航，各种生产物资，可恣意运达，惟雨季于低洼地带暂遇不便。

第二节　油气勘探概况

一、吉林油田组织机构沿革

吉林油田是吉林省范围内各油田的总称，也是吉林省油田管理机构的简称，其沿革简况如下：

1959年9月29日，地质部松辽石油普查大队在扶余Ⅲ号构造（当时名为雅达江构造）上的扶27井发现工业油流。该队立即留下一部分人员开展该地的勘探与开发，从而奠定了吉林油田及其管理机构的基础。

1960年3月，吉林省白城地委决定成立“吉林省白城专区扶余油化厂”，直辖扶余Ⅲ号构造所在油田——扶余油田。

1961年1月17日，中共吉林省省委决定扶余油化厂由吉林省开发，同时成立“吉林省扶余油矿”，对外称“吉林省扶余油化厂”。

1966年8月，中共吉林省省委决定，将吉林省扶余油化厂改名为“吉林省工农油田”。

1968年8月11日，又决定恢复“吉林省扶余油矿”及“吉林省扶余油化厂”之原名。

1970年5月，又将其改名为“吉林省七〇油田”。从1961年成立油田管理机构开始，一直仅辖扶余油田，但其名称却随管理机构名称变更数次。

1972年，在红岗阶地发现了红岗油田，当时称为“五七厂”。

1973年8月1日，在吉林成立吉林省石油会战指挥部，辖扶余、红岗两个油田，并相继发现了木头、新北两个油田。

1981年11月1日，经吉林省人民政府批准，将吉林省石油会战指挥部易名为“吉林省油田管理局”。现在，该局共辖11个油田，即扶余、木头、新立、新北、新民、乾安、海坨子、英台、红岗、四五家子和长春油田。按盆地区域划分，长春油田位于伊通地堑，其余油田全部位于松辽盆地南部的华字井阶地、中央坳陷区、南部斜坡区和东南隆起区。按行政区划，它们分布在白城、四平和长春3个地区7个县。吉林油田管理局所在地设地吉林省前郭尔罗斯蒙古族自治县县城（简称前郭县或前郭）。

二、勘探工作量及勘探程度

1959年以前的地球物理勘探部署是以松辽盆地为整体进行的，南北分区工作量已难以分别统计。当时采用多工种（如航空磁测、重力、磁力、电法、地震、地质调查、浅钻、深探井等）综合勘探方法。到1958年底，已基本掌握盆地的概况，明确了白垩系是松辽盆地的主要生油、储集岩系，基岩埋藏较深的中央坳陷区是含油的最有利地区。

本阶段的物探工作量（全盆地）如下：航空磁测408835平方公里，重力普查209266平方公里，重力详查4642平方公里，磁力普查3000平方公里，重磁力普查31200平方公里，电测深测线长12070.75公里，大地电流测量8642.2公里，地震测线长度59438.34公里（南部未进行工作）。

1959年以后，松辽盆地南部单独进行勘探工作。

（一）地震工作

松辽盆地南部独立的地震勘探工作始于1959年，开始时所获均为51—型地震仪光点剖面和磁带模拟剖面，截止1974年，共作单次测线12034.19公里。1975年开始使用6次覆

盖，截止 1983 年，共作测线 9320.13 公里。1979 年开始作 12 次覆盖剖面，至 1990 年底，共作测线 18885.92 公里（其中包括 1982 年以来的数字剖面 1231.5 公里），总计地震测线 45775.71 公里。另于 1988 年在中央坳陷区开展三维地震工作，完成 706.43 平方公里。

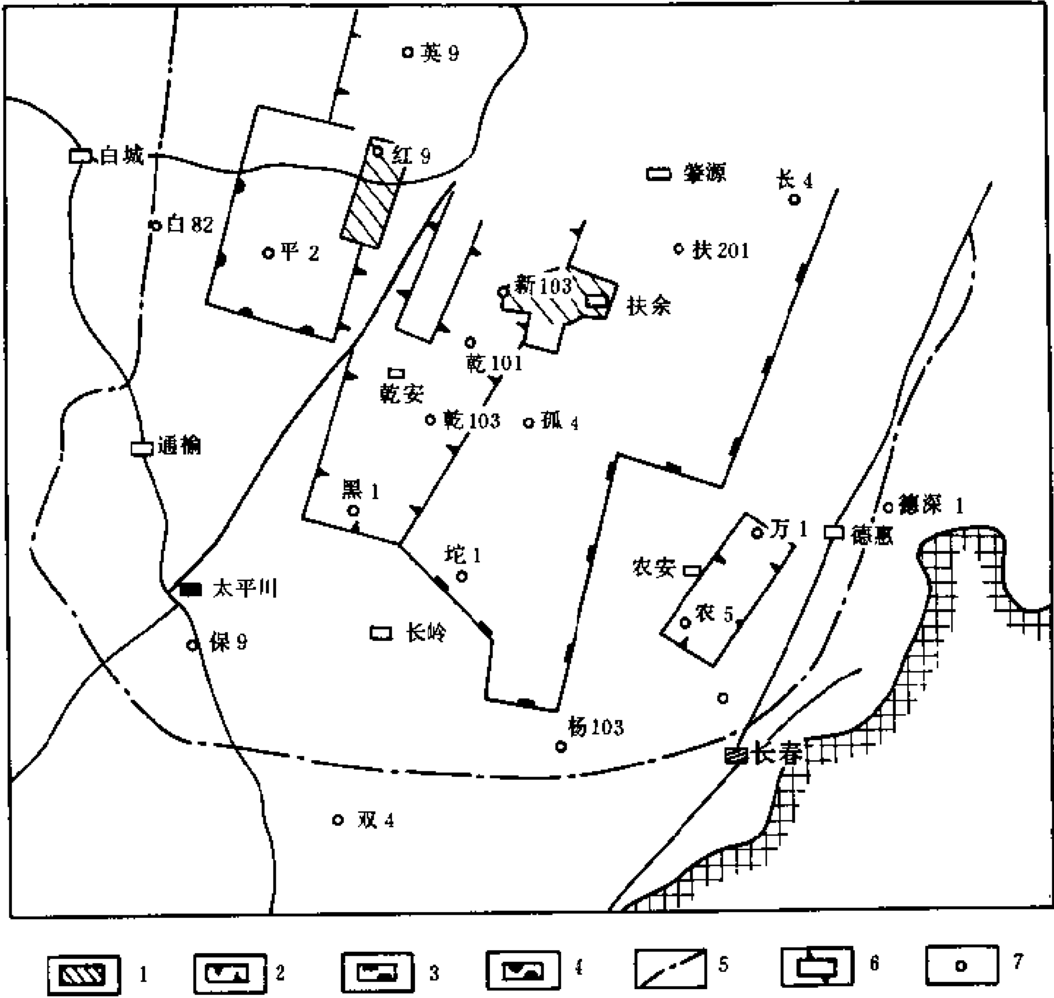


图 2-1-2　松辽盆地南部地震勘探程度图

1—1 次覆盖区；2—6-12 次详查区；3—1-6 次覆盖局部构造详查区；4—6 次覆盖普查区；5—1-6 次覆盖普查区；6—概查区；7—完钻探井

完成测线最多的是中央坳陷区，测线密度为 1.9585 公里／公里^2。其次为东南隆起区，测线密度为 0.217 公里／公里^2。西部斜坡区最少，测线密度为 0.144 公里／公里^2。松辽盆地南部地震测线密度平均为 0.5365 公里／公里^2（图 2-1-2）。

（二）钻井工作

松辽盆地南部的钻探工作起始于 1956 年的南 1 井，至 1990 年底共钻探井 1871 口，总进尺 150.6604 万米，其中井深小于 1500 米的探井约占 60%，井深大于 3000 米的探井约占 0.3%。

表 2-1-1 松辽盆地南部地震工作量分区综合数据表（截止到 1990 年）

项目 \ 地区	盆地南部	东南隆起区	中央坳陷区	西部斜坡区
面 积（km^2）	75000.00	35400.00[1]	14800.00	24800.00
模拟单次剖面（km）	12034.19	3439.46	7834.43	76030.30
6 次覆盖剖面（km）	9320.13	2105.70	5264.28	1950.15
12 次覆盖剖面（km）	24421.39	2136.29	15887.58	862.05
合 计（km）	45775.41	7681.54	28986.29	3572.50
勘探密度（km/km^2）	0.6103	0.217	1.9585	0.1441

[1]分区数据截止于 1988 年底。

探井的分布以中央坳陷区为最多，平均每平方公里为 0.0742 口；其次为东南隆起区，平均每平方公里为 0.0149 口，西部斜坡区探井最少，平均每平方公里为 0.0052 口。松辽盆地南部平均探井密度为每平方公里 0.234 口。

上述探井中，以扶、杨油层为目的的约占 50%，以黑帝庙油层为目的的约占 25%，以中部含油组合为目的的约占 20%，而以深部组合为目的的，所占比例不足 5%。

分层勘探程度最高的黑帝庙油层，每平方公里探井约为 0.016 口，其次为中部组合，约为 0.0124 口，而扶、杨油层不足 0.01 口。

（三）试油工作

松辽盆地南部试油工作始于 1958 年，至 1990 年共试油 715 口井，2338 层次。其分布是：中央坳陷区占试油井数的 87%，占试油层次的 67%，有 45%的井获工业油流；东南隆起区占试油总井数的 12%，占试油总层次的 13%，其中有 13%的井获工业油气流；西部斜坡区占总试油井数的 1%，未获工业油气流。

三、主要勘探成果

截止 1988 年底，松辽盆地南部的主要勘探成果如下：

1）发现 75 个局部构造，其中 51 个已经钻探证实。

2）共发现 10 个油田，其中 7 个已投入开发，另外 3 个正在筹建中。另外，发现红岗明水组气顶气藏共 3 个。这些油气田的发现与开发，从根本上改变了吉林省西部地区的经济面貌。

3）在大安、黑帝庙、双坨子、新民、扶余Ⅱ号、农安、万金塔和茅山等 8 个构造上获工业油气流，并分别计算了储量（图 2-1-3）。

4）证实了古龙凹陷南、长岭凹陷北部为主要工业油气藏聚集地区。证实了泉头组一、二、三、四段，青山口组二、三段，姚家组二、三段，嫩江组三、四段和明水组一段主要含油层，证实了德惠、梨树断陷侏罗系的生油潜力。发现矿种从凝析油到稠油，从生物化学甲

烷气到二氧化碳气，包罗整个系列。

5）取得一批科研成果，并在实践中发挥其重要作用。特别是1980年以来油田科研工作十分活跃，在构造、沉积相、油气生成、油气藏研究方面取得了大量成果，对盆内油气分布规律等重大问题均有新说。这些科研成果应用于生产已获显著效益，例如，英台、乾安油田的发现明显得益于沉积相和油气藏的研究。

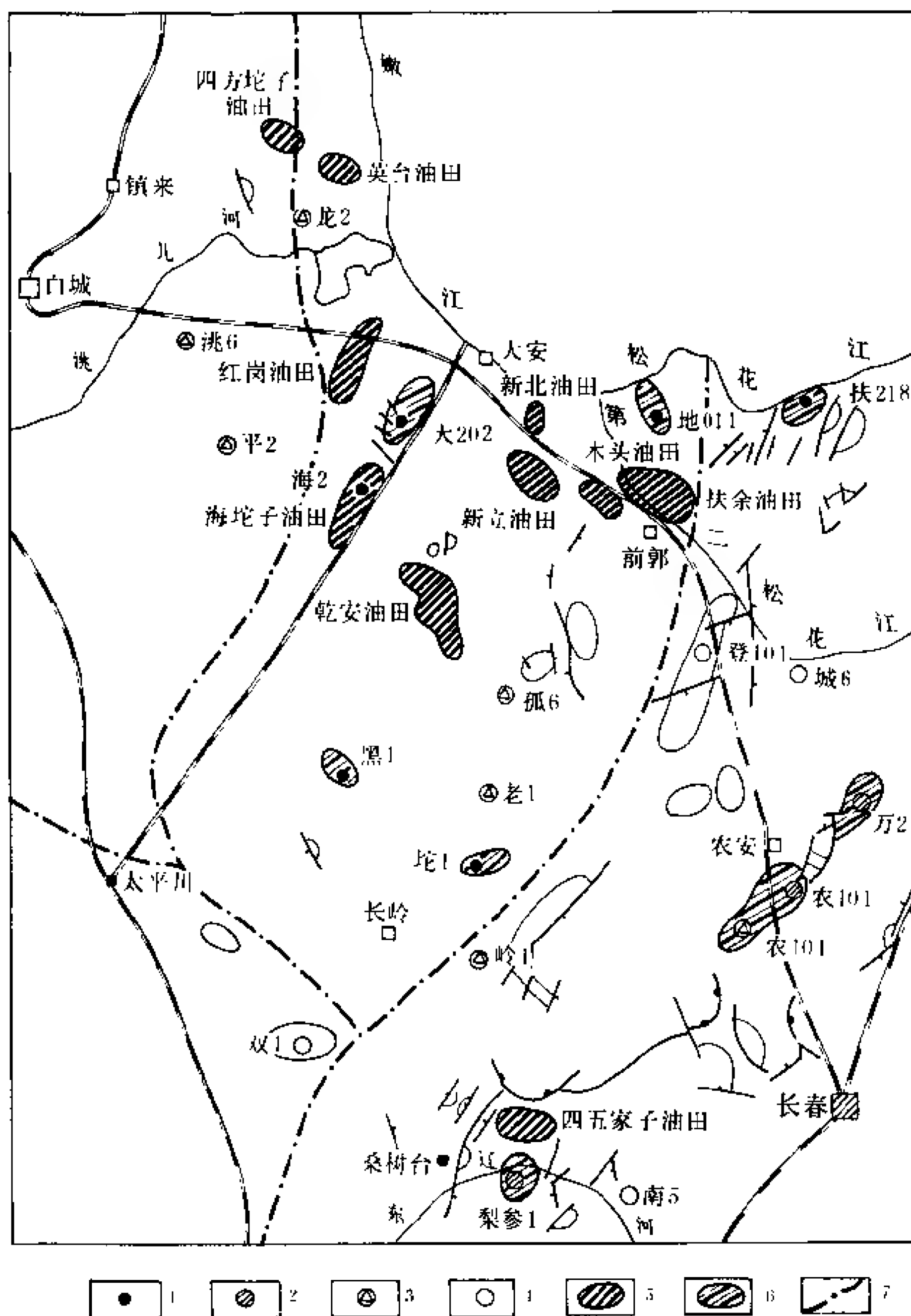


图2-1-3　松辽盆地南部勘探成果图

1—获工业油流井；2—获工业气流井；3—获油气显示井；4—完钻探井；5—油田；6—获工业油气流地区；7—盆地边界

第二章 勘探历程

根据不同时期的工作部署和所取得的成果，吉林省石油地质勘探历程可划分为三个阶段，现分节记述如下。

第一节 石油地质普查阶段（1955～1965年）

一、普查工作

松辽盆地南部的石油地质普查是在我国地质界前辈对该区工作基础之上开始的。很多地质学家对该区域地质条件的论述，为该区的油气普查与勘探工作提供了指导。

1955年9月，地质部东北地质局组织松辽平原石油地质踏勘组，任务是了解盆地情况，为1956年的普查设计准备资料。1956年2月，地质部在第二次石油普查会议上决定成立松辽石油普查大队（该队于1961年夏季改名为地质部石油局第二普查勘探大队，简称二普）。同年，正式开始松辽平原的石油普查工作，其任务是：用大面积的重、磁力普查，配合电测深、地震等方法，探测平原基底结构、沉积岩厚度，再结合地面地质及地质浅钻，推断构造轮廓、沉积岩分布及其含油性。至1957年底，完成盆地的概查工作。结果认为，松辽平原下部是一个大型的中生代盆地，其外围具有油味的黑色岩系有可能延入盆地内，所以具有良好的勘探前景。

1958年3月，石油工业部（简称石油部）成立松辽石油勘探局，确定松辽盆地为全国石油普查的重点，提出"三年攻下松辽盆地"，"尽快在东方找出油田"的号召。同年，地质部成立了专业物探队——地质部东北物探大队，并从全国调集地质队伍，加强该区的普查工作。

1958年4月17日，松辽石油普查大队501号钻机，在吉林省前郭县达里巴村（即今木头构造）的南14井首次发现姚家组地层（今葡萄花油层）中的含油砂岩。相继在吉林省的杨大城子及黑龙江省的肇源县多次发现油气显示。从而证实了松辽盆地是个区域性含油盆地。

1959年9月28日，地质部松辽石油普查大队二区队在雅达红构造（即现在扶余Ⅲ号构造）扶27井的泉四段地层中获油流0.599米^3／日。该区队队长丁正言建议应"抓住a^4（即现在的泉四段）试油不放，尽快探明储量"。

至此，松辽盆地南部的石油地质队伍分为两个部分：一部分在扶余地区转入油田的勘探与开发，另一部分仍在扶余外围进行普查。前者由二普二区队完成，并于1960年初步建成吉林省第一个油田——扶余油田（当时名为吉林省白城专区扶余油化厂，1961年改称吉林省扶余油化厂，对内通称吉林省扶余油田）。后者，即开展盆地的普查工作，由二普一区队和石油部松辽会战指挥部（成立于1960年初）江南指挥部共同完成，直到1965年。

在区域普查过程中，1960年6月24日在新立构造的吉13井黑帝庙油层（当时名为波

拉台油层，层位为 d_3 ●，1962 年改现名）获工业油流。

1960 年，地质部物探大队通过地震发现红岗子构造，经详查，于 1963 年定为重点勘探地区。

1962 年 4 月，石油部在黑帝庙构造黑 1 井嫩江组上部钻获工业油流，并命名该油层为黑帝庙油层。

同年，石油部松辽石油会战指挥部在全盆地进行了连网地震勘探，从而确定了区域性地震—地层界面关系，并发现了 43 个局部构造。

1963 年 5 月 8 日，红岗构造红 1 井萨尔图油层获工业油流。

1963 年 9 月 20 日，在大安构造大 4 井的高台子油层获工业油流。

同期，扶余油田在中一区北部开辟生产试验区，为全面开发做了准备。经过 1964 年的勘探，于 1965 年探明了含油面积，并获地质储量及探明储量。

二、普查阶段主要成果

这一阶段的主要成果是：建立了松辽盆地白垩系地层层序，研究了大型陆相盆地的沉积特征，确定了生油层系，划分了上部、中部、下部三个含油组合；建立了地震—地层界面关系，发现 43 个局部构造，并对部分构造进行钻探。发现扶余等四个构造的工业油流，初步建成扶余油田，求得地质储量。初步划分了构造单元、研究了盆地发育史，指出有利的探区为中央坳陷区。上述成果主要反映在地质部第二普查大队“松辽盆地石油地质”（1955～1963 年石油地质普查阶段总结报告）（1965 年）及石油部提交的各年度报告中，有关油田部分的资料现存吉林油田。

第二节　油田开发及外围勘探阶段（1966～1975 年）

该阶段的前 5 年，主要工作集中在扶余油田的全面开发，区域勘探工作处于半停顿状态。

一、油田勘探与开发

1966 年 4 月，扶余油化厂改名为工农油田。1966～1968 年在中一区北部生产试验区的基础上，以 600 米井距井网陆续投入试生产。年产量由 1966 年的 10 余万吨提高到 1969 年末的 20 余万吨。

1970 年到 1972 年，对扶余油田进行了全面开发。井距普遍加密到 150～200 米，年产量提高到百余万吨，并扩建了相应的地面设施。

本阶段的后 5 年，在红 1 井和吉 13 井获工业油流的基础上，先后在木 101、木 110、新 103、红 14、红 5 和新 3、新 9 等井的扶余油层，萨尔图油层和黑帝庙油层获工业油流。遂于 1972 年将红岗和新木地区（该区位于第二松花江西岸、东临扶余油田即扶余—新立古隆起西端，经勘探后，大体可分为三个油田，即西部的新立油田、东部的木头油田和北部的新北油田。这几个油田在地质上没有明确界线，故当时称为新—木地区）列为重点探区。

1973 年底，完成红岗构造详探，探明含油面积，求得地质储量。1974 年红岗油田全面投入开发，截止年底产原油 4 万余吨，到 1975 年增长 2 倍。

1973 年 8 月，对木 101 井的扶余油层进行压裂，获工业油流 5.99 米^3／日。1975 年探

●d_3即现今的嫩江组第三段。

明木头和新北油田和初步探明新立油田的含油面积及地质储量。上述三个油田分别于1975～1979年投入生产。

二、外围勘探

在建设和勘探开发5个油田的同时，外围普查及预探工作继续进行。先后于双坨子构造的坨1井高台子油层、前郭断块的前8井扶余油层、大安构造的大6井黑帝庙油层、农安构造的农5井杨大城子油层以及新民构造的地011井的扶余油层钻获工业油流。

三、油田开发阶段的主要成果

该阶段主要工作成果是5个油田的开发与建设。扶余油田通过1970年的开发方案调整，扩建地面设施，投入正式生产。另外，在红岗、新立、木头、新北探明储量并相继于1975～1979年间投入生产。其次，通过少量的外围勘探工作，获得一批含油气构造，为进一步勘探打下了良好的基础，其中特别是农安油层的发现，对深层的探索具有重大的启示意义。

第三节　新层系、新领域勘探阶段（1976～1990年）

一、主要工作

本阶段的第一期即1976～1980年，鉴于以前各阶段的工作，松辽盆地南部地面、地下条件较好的构造均已经钻探。因此，校定勘探方向，开辟包括外围盆地的新探区、新层系、新矿种，成为本阶段的主要目标。几经分析后认为，东南隆起区虽然盖层条件较差，但具有“低背斜”、古潜山等构造条件；华字井阶地具有出油点及紧邻中央坳陷区的地质条件；长岭凹陷具有大型保乾砂体等岩性条件。因而，开始对农安、双坨子、朱大屯、平安镇、乾安—情字井、大坨子等构造和地区进行探查。但由于对盆地南部油气的富集规律及上述地区油气控制因素的认识不足，勘探成效不大，仅在乾安的高台子油层和扶余油层、农安构造的农10井的杨大城子油层获得工业油气流。

1976年，对延吉盆地进行石油地质调查，为外围盆地找油作了首次尝试。

本阶段的第二期，即1981～1984年，对盆地南部的沉积相、生油条件、构造演化等石油地质诸方面进行了全面的综合研究和资源评价，初步搞清了油气藏的分布规律，明确了勘探方向，从而集中力量勘探含油有利的红岗—大安油气聚集带上的英台、海坨地区；乾安—情字井油气聚集带上的乾安地区。

同时，于1981～1982年对外围中、小型盆地进行石油地质普查，确认伊通地堑第三系具有勘探前景，于1985年在该区首见含油砂岩。1987年，于岔路河凹陷昌2井发现凝析油工业油流。

1982年11月15日，于英台地区英101井高台子油层获工业油流，肯定了该区的勘探价值，翌年便展开详探。

1981～1983年，先后于海坨子构造海2井的高台子、扶余、杨大城子油层获工业油流。

1978年12月9日至1979年2月17日于乾安构造乾深1井高台子油层首次获工业油流。1984年重探该区，在乾深10井高台子油层进行压裂，获原油5.3米^3/日的工业油流，于是对该区展开详探。1985年建成乾安油田。

1983年11月于农101井基岩风化壳及侏罗系地层获少量煤成气和原油，侏罗系含油性

被证实。

1984年7月于梨树断陷梨参1井泉1段地层获煤成气8.7万米^3/日，该区的油气前景得到证实。

本阶段的第三期，即1985～1988年，本期是上述工作成果的主要收获期。

1985年3月，伊通地堑岔路河坳陷发现第三系含油砂岩。

1985年10月，初步提交了乾安构造石油储量，年底乾安油田投产。

1986年，英台油田投产；同年，梨树断陷四家子构造四2井获工业油气流。

1987年，伊通地堑岔路河坳陷昌2井获凝析油工业油流；同年，四方坨子构造获工业油流；四家子构造计算了储量。

1988年，四方坨子构造、海坨子构造均计算了储量；同时，国家储委分别核准其为四方坨子、海坨子油田和四五家子油田。

1988年3月，伊通地堑伊丹隆起昌10井获工业油流，年底提交了储量，长春油田投产。

应该记述的是，这个阶段的各项发现，大多具有一定的典型意义：乾安油田是低孔隙、低渗透性储集层的典型；英台、四方坨子油田是低幅度构造的代表；四五家子油田是侏罗系石油和煤成气发现的榜首；长春油田则跳出松辽盆地，是在吉中地区中小型盆地中发现的第三系的新型含油气区的第一个油田。这些新的发现，必将为其后的勘探带来深远的影响。

二、主要成果

本阶段主要勘探成果不在重述，现仅就主要科研成果简载于下。

（一）构造研究

划分了构造单元。全盆地共划分了7个一级构造单元，吉林省内含有其中的4个，即西部斜坡区、中央坳陷区、东南隆起区及西南隆起区。其中，前三者均伸入黑龙江省，西南隆起区南延进入辽宁省（参见图2-1-1），构造研究结果认为，松辽盆地是断坳型大型内陆盆地，曾经历了隆起、断陷、坳陷、褶皱四个演化阶段，其中坳陷阶段为主要生油期，在此基础上划分了13个二级构造带，它们可能成为主要油气聚集带；通过运用板块构造理论对松辽盆地的形成、演化和成油规律提出了新的解释。

（二）沉积相研究

近年来，依据现代沉积的理论和研究方法，对盆地南部下白垩统泉头组第三段—嫩江组第五段地层，进行了较深入、系统的研究，认为松辽盆地主要是河—湖相沉积。划分了东部、保康和英台三大沉积体系，建立了河湖过渡相带特别是各类三角洲的沉积模式，对寻找非构造油气藏及区域储集层的研究，起着重要的指导作用。

（三）油气生成研究

自1975年以来，晚期生油说和“源控论”逐步占据松辽盆地生油研究的主导地位，所取成果日臻完善，经过研究确定了松南地区生油岩的地球化学指标，结合盆地发育过程和沉积特点，认为湖盆兴盛期的非补偿式沉积是生油岩的主要沉积期；青一至三段、嫩一至三段是区内主要生油岩；大安凹陷、长岭—乾安凹陷、杏山凹陷和古龙凹陷的江南部分是主要生油凹陷。全区总生油量规模宏大，与之相伴的天然气研究也有了长足的进展，并指出侏罗系诸断陷是煤成气的主要勘探场所。

（四）油气藏研究

主要是油气藏形成条件及其分布规律的研究，认为松辽盆地南部的油气藏可归纳为3类

9种，3类即是构造类、地层类及复合类。目前发现的类型以构造为主，占77%。油气藏的分布受生油区、基岩古隆起和河湖过渡相带的控制，在三者重叠背景下的二级构造带是理想的油气聚集带，并且预言地层类油气藏具有较大的勘探潜力。

在上述科研成果和理论的指导下，从1975年开始已向盆内泉二段以下至侏罗系地层的煤成气进行了新的开拓，并有所突破。

依据以前的工作成果，目前已有条件对全省中新生代盆地的石油地质条件作较全面的记述。

第三章　中、新生代地层

第一节　地层综述及研究简况

一、地层综述

松辽盆地南部地层的区划位置属于松辽平原分区的南段，辖白城、长岭、农安三个小区和开鲁小区的北部。地层分布面积约13万平方公里，参见图1-2-1，上述小区的分布与盆地内部一级构造单元基本一致。

区内现已发现的中、新生代地层有上侏罗统、白垩系、第三系和第四系。上侏罗统分布在孤立的断陷之内，主要为陆相含煤火山碎屑岩建造。白垩系覆盖全区，为陆相碎屑夹油页岩建造。第三系主要分布在盆地西部地区，为陆相碎屑建造。第四系广布全区。上述地层总厚度约6000米，其中白垩系厚约5500米。

地层厚度的横向变化随盆地基底的起伏而定，大体以长岭小区为中心向两翼变薄，呈典型的坳陷型沉积分布。长岭（中央坳陷区)小区厚度6000米，农安小区（东南隆起区)厚度约4000米，两者之间华字井阶地（长岭小区东侧)厚度不超过2000米。白城小区（西部斜坡区)则呈东厚西薄趋势。

目前尚未发现三叠系、下侏罗统和确切的中侏罗统。据区域地质推断和地震剖面分析，盆内可能有三叠系零星分布，但尚未证实。下侏罗统在全省范围内缺失，估计盆内也不会存在。中侏罗统可能存在于西部个别断陷之中，但因缺少化石依据，尚无定论。

白垩系是松辽盆地的主要地层，其发育之完善、研究之详细均居各系之首，在全国白垩系研究中亦列前茅。白垩系分上、下两统（大庆油田分其为上、中、下三统，详情见后)。下白垩统自下而上划为登娄库组（K_1d）分为4段（$K_1d^{1\sim4}$）；泉头组（K_1q）分为4段（$K_1q^{1\sim4}$）；青山口组（K_1qn）分为3段（$K_1qn^{1\sim3}$）；姚家组分为3段（$K_1y^{1\sim3}$）；嫩江组（K_1n）分为5段（$K_1n^{1\sim5}$）。上白垩统包括四方台组（K_2s），未分段；明水组（K_2m）分为2段（$K_2m^{1\sim2}$）；即白垩系从下到上共分7个组、21个岩性段（图2-3-1）。上述划分的古生物、岩性及构造依据较为充分，在横向上对比较好，故为油田广泛应用。

与白垩系相比，第三系和侏罗系的研究则稍逊一筹，其古生物依据较差，特别是侏罗系，基本上是根据岩性分层。

二、研究简况

松辽盆地中新生代的研究史，主要是白垩系的研究史，大体可分为三个阶段，即解放前的区域地质调查阶段，1955～1959年建立地层层序阶段和1960年到现在的深化和补充研究阶段。

(一) 区域地质调查阶段——解放前的零星工作

该阶段主要是外国人以掠夺资源为目的的粗略的踏勘工作。我国学者涉足本区者较少。

1896～1903年，俄国人Э.Э.阿涅尔特调查过开源、哈尔滨、呼兰一带产状平缓的泥岩为主的沉积层。估计其所研究的层位当属白垩系—第三系之间。

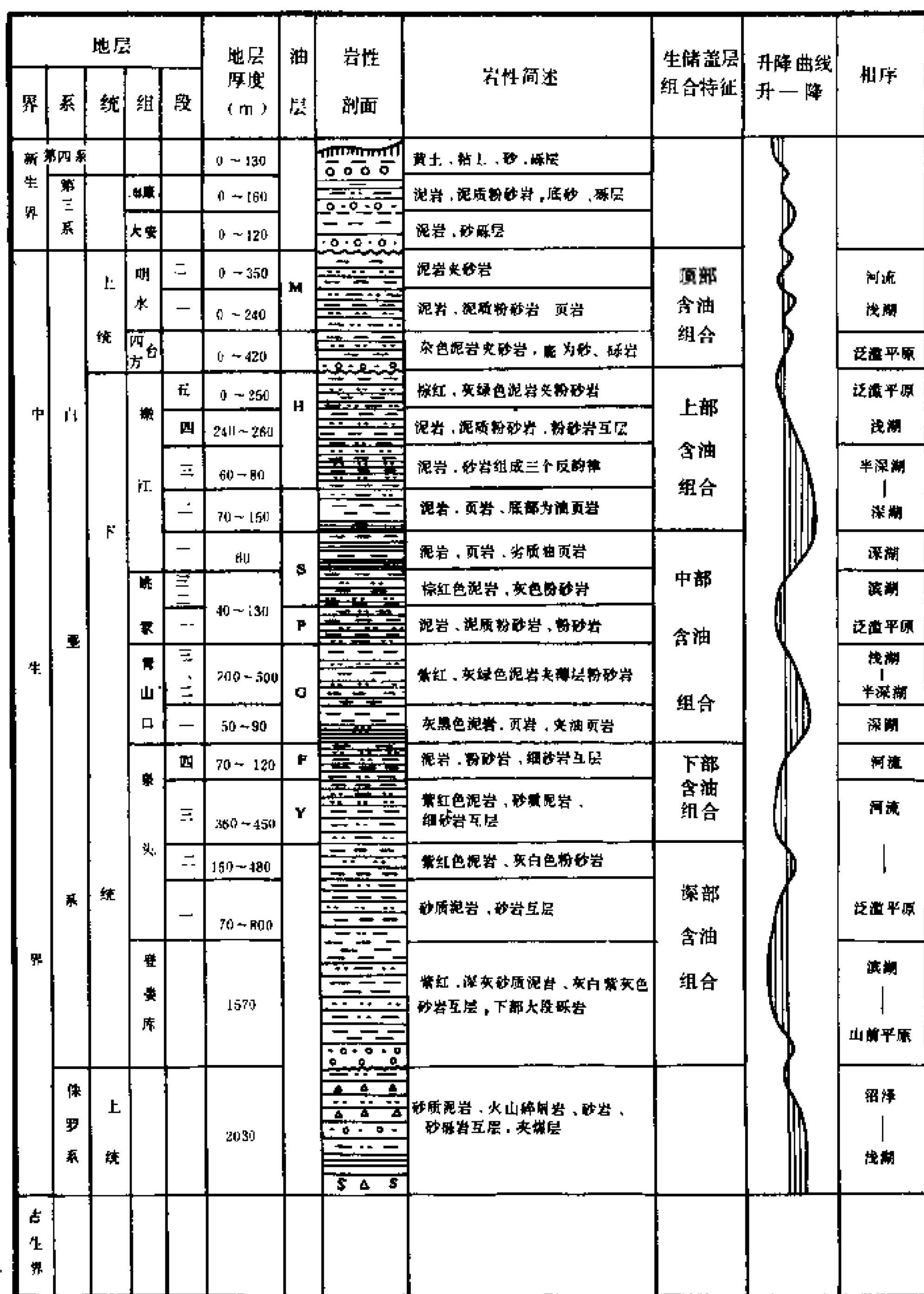


图 2-3-1　松辽盆地南部中、新生界综合柱状图

1927 年，日本人羽田重吉将辽宁省昌图县泉头车站附近出露的紫色砂岩命名为“泉头层”❶，并推测其时代属于第三系。1938～1943 年，日本人斋藤林次与板口重雄认为泉头层属中生代。

1929 年，我国学者谭锡畴、王恒升调查嫩江两岸含叶肢介的黑色页岩层，命名“嫩江层”❷是嫩江组的首次发现，当时定为下白垩统。

---

❶1927,吉林地质局公主岭幅地质图说明书。

❷谭西畴等，1929,“黑龙江两岸之地质”。

1937年，日本人内野敏夫和酒井湛研究出露在德惠县第二松花江铁路桥附近南面河岸上的泥岩，命名为"松花江统"，并推测其时代属白垩纪。调查的层位当为姚家—嫩江组。

次年，日本人郝仁基在黑龙江省四方台创建"四方台层"[1]。以后，此名含义及层界几经变动（详后）。

1942年，日本人板口重雄将辽宁省昌图县沙河子煤田的侏罗纪地层命名为"沙河子统"，定其时代为晚侏罗世。

1942年，日本人小林贞一调查农安县伏龙泉（当时属长岭县）黑色页岩，命名"伏龙泉层"[2]有的文献亦称伏龙层，其实它是嫩江层的异名，该名于1975年由大庆油田研究院建议取消。

同年，日本人小林贞一和木铃好一共同研究认为松花江统应自下而上包括泉头层、嫩江层和伏龙泉层，其时代为中—晚白垩世。也就是说，他们将内野敏夫的松花江统的下界延伸到泉头层底。

总的看来，这个时期的调查比较零星，尚不能给人以完整的层序概念，其地层时代的研究尤为粗浅。

（二）*建立地层层序阶段（1954～1958年）*

此阶段是松辽盆地石油地质普查前期，其工作重点之一是地层研究，但当时研究的主要层位是白垩系。

1954年，东北地质局128队，在伊通—叶赫一带进行煤田普查，创建"二龙山层"。

1955年，地质部东北地质局派员组成踏勘组（即地质部第二普查勘探大队的前身，简称二普），主要在盆地东部沿第二松花江吉林—老少沟、沈—哈铁路两侧进行踏勘，认为松辽盆地内发育一套很厚的红色、黑色、绿色泥质和碎屑为主的沉积岩系，其中夹有油味甚浓之泥岩，并产有叶肢介、介形虫类和鱼类等化石。这里所指的沉积岩系大体相当于松花江统，也就是说，他们认为具有油味的松花江统在松辽盆地内有广泛的发育。

1956年东北地质局157队沿盆地边缘及其附近山区进行1：100万路线概查，并在公主岭、杨大城子、德惠、农安一带进行浅井钻探，初步建立盆内地层层序为：下白垩统二龙山层，上白垩统泉头统，下第三系松花江统（详见表2–3–1）。这样，松花江统又被局限为泉头统以上诸层，时代为老第三纪（参见表2–3–1）。

1957年，石油工业部西安石油地质调查处直属116队，将松花江统改称松花江系(Crs)，并在内容上又赋于它更广泛的含义。该系下限包括了原来的"泉头统"，上限将松辽平原北部地区的某些地层也包括在内，并划分为三段:

（三）松花江系北部地层（Crs_3）
- 4.上灰色岩组（Crs_3^4）
- 3.上红绿色岩组（Crs_3^3）
- 2.下灰黑色岩相（Crs_3^2）
- 1.下红绿色岩组（Crs_3^1）

---

[1]转引自1951，"东北地区地质及地层（北部）"。

[2]转引自1942，"中亚陆相中生代地层所含化石文献Ⅱ"。

表 2－3－1　松辽盆地地层总表

地层				代号	主要岩性	厚度(m)	地壳运动及火山活动	油气显示
界	系	统	层					
新生界	第四系			Q	山区为残积及坡积，平原为黄土及河流淤积物	40		
	上第三系			N	石英成分为主的黄色砂砾岩、泥岩，分选不佳	80		
	下第三系	松花江统		Pgs	灰绿色夹少量紫红色粉砂岩、泥岩，底部夹有少量不规则薄层砾岩及粗砂岩，凸镜体交错层发育。本层含有大量海相及陆相动物化石	1000	后期有橄榄玄武岩喷出	灰绿色泥岩中一般均有荧光反应及油味
中生界	白垩系	泉头统		Crc	上部为紫红色、猪肝色粉砂岩、泥岩；下部为黄色、棕红色砾岩、砂岩，夹有少量页岩、砂岩，交错层发育	900～1500		
				Crv	流纹岩、粗面岩及凝灰岩等			
			二龙山层	Cre	胶结坚硬之砂岩、砾岩及页岩，颜色颇杂	1500	燕山运动	
	侏罗系	上侏罗统	沙河子层	Js	顶、底部均为砂、砾岩系，中部为泥质高的砂泥岩、碳质页岩系，夹有 2～4 层煤，煤层附近有丰富的植物化石	300	沉积前可能有火山活动形成集块岩及脉岩，有华力西运动，可能还有印支运动	
古生界	石炭—二叠系		吉林层	C－P	轻微变质的石灰岩、板岩、千枚岩、砂岩、砾岩、角砾岩、角页岩、泥岩，偶夹有极薄的片岩，一般为薄层状。石炭岩中含有丰富的腕足类、海百合、珊瑚等化石	500～1000	伴随强烈的华力西褶皱，有大面积花岗岩侵入，即吉林花岗岩	
前古生界	变质岩			A	片麻岩及深度变质结晶片岩（绢云母片岩、绿泥石片岩、滑石片岩）及大理岩		岩系中变质程度不一，可能曾有多次侵入活动	

(二) 松花江系农安层 (Crs_2) { 3.上灰绿色岩组 (Crs_2^3)
2.红绿色岩组 (Crs_2^2)
1.下灰绿色岩组 (Crs_2^1) }

(一) 松花江系泉头层 (Crs_1)

这里所谓的“农安层”即以前的下第三系松花江统，“泉头层”即泉头统。当时对“北部地层”是否完全置于农安层之上尚未提出可靠的依据。

1958 年，“松辽平原及其外围地区 1958 年科学研究成果总结”中将中生代地层自下而上分为 6 大层:

Cra (第一层) 未见底，分为 $Cra^{1\sim3}$ 三小层; Crb (第二层)，分为 $Crb^{1\sim2}$ 两小层，其中 Crb^2 岩性和电性均较稳定，可作为区域性对比标志层; Crc (第三层); Crd (第四层)，分为 $Crd^{1\sim3}$ 三小层，其中 d^1 和 d^2 两小层都可作为区域对比的标志层; Cre (第五层); Crf (第六层)。该报告认为 Cre 和 Crf 两层有属于第三纪的可能。

1958 年，松辽石油普查大队在盆地内，发现青山口组和姚家组地层，认为层位在泉头层以上、伏龙泉层以下。

1958 年，该队进一步统一了地层划分和对比，建立和健全了地层层序，并依据岩石物理性质和化石生态特征，将“松花江系”置于白垩系，但对进一步划分意见不一。他们将白垩系分为上、下两部分，如表 2–3–2。

这个层序于 1958 年 11 月下旬 (22～27 日) 在长春召开的有石油工业部及国内外专家参加的地层现场会议上基本上得到了认可。至此，松辽盆地地层层序基本建立，当时各层代号也得以沿用直到 1974 年。

(三) *地层研究的深化阶段 (1959 年至今)*

本阶段包括普查阶段晚期和油田的勘探、开发阶段。工作的主要特点是拥有更多的古生物化石依据，据此对以往分层予以充实和修正，并着重厘定了地层时代。

1959 年，地质部和石油工业部先后分别在吉林省怀德县曲家窝堡的杨 103 井和吉林省前郭县的松基 2 井发现泉头组以下有一套紫红色地层，前者命名为怀德层，后者命名为登娄库层，后经研究证明二层同位，故以登娄库层一名统之，取代号 a^0，初定时代为侏罗—白垩纪。根据新的发现，地质部二普于 1959 年拟定了新的层序表 (表 2–3–3)，该表将松花江系改名为松花江群，定其时代为白垩纪，此名沿用迄今。

1960 年，石油部松辽勘探局综合研究队将原四方台组的中、上部 (即 e^2、e^3) 划为明水组。1961 年，胡朝元建议取消原克山组，原克山组作为明水组的上段。

同年，地质部松辽石油普查大队二区队在“松辽平原南部 1960 年度石油地质工作总结报告”中对白垩系古生物的垂直分布规律作了粗略地描述 (详见本章第三节)。

1961 年，在白 58、54、63、62 等井泉头组 a_4 段之下首次发现侏罗系，其层位可与盆地两侧山区相对比。

1961 年 2 月，地质部地质科学院对区域中、新生代地层分层提出修正意见，将姚家组分为两段，将嫩江组分为五段，使白垩系分层接近现状。

1961 年，大庆油田在“松辽盆地石油地质特征及油气田分布规律的新认识”中关于地层

表2－3－2 松辽盆地中、新生代地层简表

地层				厚度	岩石特征
第四系			Q_{3+4}	0~100	砂、砾、粘土
			Q_{1+2}	15~150	
第三系		依安层	Ng^2	>260	灰色粘土岩及炭质泥岩
		克山层	Ng^1	100	砂岩、粉砂岩、泥岩互层
		北安层	Pg	>150	泥页岩、中部夹劣质油页岩、底部砾岩
白垩系	松花江系上部	四方台层 Cr_2e	Cr_2e^3	330	上部：褐红、灰红色与灰绿灰白色泥岩粉砂岩互层
			Cr_2e^2	335	中部：褐红、灰绿紫红色中~厚层状泥岩、砂质泥岩
			Cr_2e^1	185	下部：厚层粉细砂岩夹杂色泥岩
	松花江系下部	伏龙泉层 Cr_1d	Cr_1d^4	110~180	灰、灰绿色泥岩与粉砂岩互层
			Cr_1d^3	110~195	上部：灰、深灰色粉砂岩、粉砂质泥岩互层
			Cr_1d^2	45~75	下部：灰黑色泥页岩为主夹劣质油页岩、介形虫丰富
			Cr_1d^1	40~115	浅灰、灰绿色块状泥岩与黑色页岩互层，夹油页岩富产介形虫
		姚家层 Cr_1c		60~300	上部：红色、绿色砂质泥岩互层，向下褐色为主 中部：棕红、砖红色块状泥岩 下部：褐红、紫红色块状泥岩，夹多层介形虫层
		青山口层 Cr_1b	Cr_1b^2	60~140	灰白、灰绿色块状泥岩夹粉砂岩，局部棕红色泥岩
			Cr_1b^1	50~170	灰黑色页岩夹油页岩，富产介形虫等化石
		泉头层 Cr_1a	Cr_1a^4	100~120	灰白色粉砂岩夹紫红色泥岩
			Cr_1a^3	450~500	灰、灰白色砂泥岩
			Cr_1a^2	110	紫红色、咖啡色砂泥岩
			Cr_1a^1	400~500	浅色砂砾岩
白垩－侏罗系	火石岭系			0~450	中酸性火山岩系及火山碎屑岩
侏罗系				385~1400	上部：灰绿色砂岩、砾岩、粉砂岩页岩及煤线 中部：粉砂岩、页岩夹煤层 下部：粗砾岩
前中生界					片岩、千枚岩、板岩等浅变质岩

表 2-3-3 1959 年地层分层表

<table>
<tr><td colspan="3">第四系</td><td></td><td>Q</td></tr>
<tr><td colspan="3" rowspan="2">第三系</td><td rowspan="2">依安组</td><td>R^2</td></tr>
<tr><td>R^1</td></tr>
<tr><td rowspan="16">白垩系</td><td rowspan="16">松花江群</td><td rowspan="3">上部</td><td rowspan="3">四方台组</td><td>e^3</td></tr>
<tr><td>e^2</td></tr>
<tr><td>e^1</td></tr>
<tr><td rowspan="13">下部</td><td rowspan="4">伏龙泉组</td><td>d^4</td></tr>
<tr><td>d^3</td></tr>
<tr><td>d^2</td></tr>
<tr><td>d^1</td></tr>
<tr><td rowspan="2">超覆
姚家组</td><td>c^2</td></tr>
<tr><td>c^1</td></tr>
<tr><td rowspan="2">青山口组</td><td>b^2</td></tr>
<tr><td>b^1</td></tr>
<tr><td rowspan="4">泉头组</td><td>a^4</td></tr>
<tr><td>a^3</td></tr>
<tr><td>a^2</td></tr>
<tr><td>a^1</td></tr>
<tr><td colspan="3">侏罗—白垩系</td><td>登娄库组</td><td>a^0</td></tr>
<tr><td colspan="3">中—上侏罗系</td><td>上部火山岩组
含煤组
下部火山岩组</td><td></td></tr>
</table>

层序作了如下修改:①正式将萨尔图地区的葡萄花油层第Ⅱ油组以下地层划为青山口组，萨尔图油层第Ⅱ、Ⅲ油组及葡萄花油层第Ⅰ油组划为姚家组，伏龙泉组一段仅包括萨尔图油层一组以上地层;②与地质部统一，将伏龙泉组第四段改为四+五段;③将克山组与明水组合并，原明水组为明一段，原克山组为明二段，同时列入上白垩统。将第三系分为三个组：依安组、大安组、太康组。

1962 年，大庆油田实验室在“松辽盆地第三纪孢粉、白垩纪介形虫化石的组合特征及分层意见”中，从古生物角度出发，对上述分层意见予以肯定，报告以青山口组发育较全的杜 7 井为准，将该组化石划分为三个带，它的中、上两带曾被地质部划入姚家组，此次予以修正（表 2-3-4)。该文将白垩系的介形虫化石划分为九个化石组合，从而为组段的划分充实了古生物依据。该文并通过第三系孢粉组合的分析，定依安组时代为早—中渐新世，大安、泰康组为中—晚渐新世。

表 2-3-4 姚家组与青山口组分层界线表

<table>
<tr><td colspan="2">大庆油田实验室</td><td>大庆油田泰康研究大队</td><td colspan="2">地质部第二石油普查大队(简称地质部二普)</td></tr>
<tr><td colspan="2">伏龙泉组第一段</td><td>伏龙泉组第一段</td><td colspan="2">伏龙泉组第一段</td></tr>
<tr><td colspan="2">姚家组</td><td rowspan="2">姚家组</td><td rowspan="3">姚家组</td><td rowspan="2">上 部</td></tr>
<tr><td rowspan="3">青山口组</td><td rowspan="2">第二段</td></tr>
<tr><td rowspan="2">青山口组</td><td>下 部</td></tr>
<tr><td>第一段</td><td colspan="2">青山口组</td></tr>
</table>

1963 年，地质部二普综合研究队综合以前的各种资料，提出的划分意见如表 2-3-5。同年，二普提出将火山岩系命名为大甸子组，归属侏罗系，如表 2-3-6。

表 2-3-5 白垩系与上侏罗系地层厚度表

<table>
<tr><td colspan="4">上覆层：第三系</td></tr>
<tr><td colspan="4">~~~~~~ 不 整 合 ~~~~~~</td></tr>
<tr><td rowspan="4">上白垩统</td><td rowspan="4">（松花江群上部）</td><td>伏 龙 泉 组 (K_2f)</td><td>350 ~ 1000m</td></tr>
<tr><td>姚 家 组 (K_2y)</td><td>50 ~ 300m</td></tr>
<tr><td>青 山 口 组 (K_2qi)</td><td>50 ~ 600m</td></tr>
<tr><td>泉 头 组 (K_2q)</td><td>50 ~ 150m</td></tr>
<tr><td colspan="4">—— 整合或假整合 ——</td></tr>
<tr><td rowspan="3">下白垩统</td><td rowspan="3">（松花江群下部）</td><td>登 娄 库 组 (K_1d)</td><td>>750m</td></tr>
<tr><td colspan="2">—— ? ——</td></tr>
<tr><td>火山碎屑岩组</td><td>200 ~ 400m</td></tr>
<tr><td colspan="4">~~~~~~ 不 整 合 ~~~~~~</td></tr>
<tr><td rowspan="2" colspan="2">上侏罗统</td><td>沙 河 子 组 (J_3s)</td><td>380 ~ 850m</td></tr>
<tr><td>后高台子组 (J_3h)</td><td>300 ~ 250m</td></tr>
<tr><td colspan="4">~~~~~~ 不 整 合 ~~~~~~</td></tr>
<tr><td colspan="4">下伏层：前中生界</td></tr>
</table>

表2－3－6 松辽盆地中、新生代地层简表

地层系统 界	系	群(统)	组	段	代号	厚度(m)	岩性简述	分布	接触关系
新生界	第四系	全新统			Qh	2～47	淤泥、砂层及砂砾层	主要分布于现代河流、湖泊及沼泽地区	
		更新统	陶赖昭组		Qpt	20～40	以黄褐色中细砂层为主	分布广泛	
			荒山组		Qph	40～70	灰、灰黑、灰绿色粘土、粉砂质粘土夹灰色砂层	主要发育于盆地中部及西部	
			白土山组		Qpb	20～50	灰一灰白色砂砾层夹灰一灰绿色粘土层	除盆地东南部外均有分布	假整合
	上第三系		泰康组		Nt	60～120	上部为灰黄色粉砂质泥岩夹灰白色泥质粉砂岩及粉砂岩；下部为疏松砂砾岩夹泥岩透镜体	分布于杨大城子、扶余一大庆一依龙一线以西广大地区	假整合
			大安组		Nd	20～120	上部为暗灰色、灰绿色泥岩； 下部为灰白色疏松砂砾层	主要分布于嫩江和洮儿河两岸	微角度不整合
	下第三系		依安组		Ey	30～200	上部为黄绿色粉砂岩、泥质粉砂岩，与灰色泥岩互层；下部为暗灰色腐泥状泥岩	仅限于长岭地区及依安一泰康一带	
			明水组	二	Em^2	200～500	灰棕色、灰红色泥岩与灰色、灰白色粉砂岩、细砂岩呈韵律状互层，软体动物化石丰富	主要分布于盆地中部及西部广大地区	
				一	Em^1		棕灰色、灰绿色泥岩与灰、灰白色粉砂岩、细砂岩，产软体动物化石及少量介形虫、叶肢介化石		整合到假整合
			四方台组		Es	80～400	上部以棕红色泥岩为主；下部为砖红色含细砾之砂质泥岩、泥质砂岩夹砂岩		微角度不整合到整合
中生界	白垩系	松花江群上部	伏龙泉组	五	Kf^5	250～1000	灰绿色、棕红色泥岩与灰绿色、灰白色砂岩互层	广布于全盆地	
				四	Kf^4		灰绿色泥岩与灰色粉砂岩频繁互层，下部夹灰黑色泥岩		

续表

地层系统					代号	厚度(m)	岩性简述	分布	接触关系
界	系	群(统)	组	段					
中生界	白垩系	松花江群上部	伏龙泉组	三	Kf^3	250～1000	薄层状深灰色泥岩与灰白色粉—细砂岩互层。盛产介形虫、软体动物化石及植物化石碎片	广布于全盆地	
				二	Kf^2		灰黑色泥页岩，底部为稳定之油页岩。盛产软体动物、叶肢介、介形虫化石		
				一	Kf^1		灰黑色泥页岩夹油页岩及灰绿色粉砂质泥岩		
			姚家组		Ky	50～300	以棕红色、灰绿色块状泥岩为主		
			青山口组		Kqn	50～500	上部为灰绿色、紫红色泥岩；下部为灰黑色泥页岩夹油页岩。叶肢介、介形虫化石及鱼化石碎片常富集成层		
			泉头组	四	Kq^4	50～1520	棕红色泥岩与灰色粉砂岩、细砂岩组成之密集的韵律层		
				三	Kq^3		棕红色泥岩、粉砂质泥岩与灰白及灰绿色泥质粉砂岩、粉—细砂岩组成之韵律层		
				二	Kq^2		棕红色、紫红色泥岩夹少量薄层灰白色粉砂岩		
				一	Kq^1		紫红色、褐红色泥岩、砂质泥岩与灰白色粉—粗砂岩组成之不等厚互层，底部夹砾岩		可能为假整合不整合
		松花江群下部	登娄库组		Kd	600～1500(?)	上部棕紫色、红褐色泥岩为主夹少量灰白色粉—细砂岩；下部黑色泥岩为主，夹灰棕色、灰黑色砂岩；底部尚未揭穿	仅发育于盆地中部及东部凹陷内，均未出露	? 推测为不整合 ?
	上侏罗统	沙河子群	大甸子组		J_3d	100～400	酸性及碱性火山岩及其凝灰碎屑岩夹砂岩、页岩及薄煤层	分布于盆地内局部地区	整合到不整合
			沙河子组		J_3s	100～500	灰黑色页岩、砂质页岩与浅灰色细—粗砂岩、砂砾岩互层，夹凝灰岩及可采煤层。产植物化石		不整合
古生界							变质岩、花岗岩等		

表 2-3-7 松辽盆地白垩系微体化石组合带划分表

地层 组	地层 段	介形虫化石组合带	孢粉化石组合带 组合带	孢粉化石组合带 亚组合带	轮藻化石组合带 组合带	轮藻化石组合带 亚组合带
明水组	二	多细瘤状女星虫带 *Cypridea myriotuberculata*	被子植物花粉发育组合带	脊榆粉亚组合带 *Ulmoideipites suite*	戈壁拉氏(拉氏)轮藻—伸长新轮藻组合带 *Raskyaechara (R.) gobica*—*Neochara elongata*	正常克氏轮藻亚组合带 *Croftiella norma*
	一			鹰粉亚组合带 *Aquilapollenites*		稍尖宽轮藻东北亚轮藻亚带 *Latochara curtula dongbiensis*
四方台组		愉快女星虫带 *Cypridea amoena*		圆三孔沟粉亚组合带 *Rotundtricolporate* subsuite		延安宽轮藻亚带 *Latochara yananensis*
嫩江组	四+五	简易哈尔滨虫带 *Harbina hapla*		桑寄生粉亚组合带 *Loranthacites*	农安梅球轮藻—肇源钝头轮藻组合带 *Maedlerisphaera nonganensis*—*Obtusochara zhaoyuanensis*	黑龙江梅球轮藻亚带 *Maedlerisphaera heilongjiangensis*
	三	超凡土形虫带 *Ilyocyprimorpha inandita*				
	二	聂氏土形虫—富丽土形虫带 *I. netchaevae*—*I. magnifica*				
	一	公主岭土星虫带 *Cypridea ganzulingensis* 粗糙女星虫—外饰女星虫带 *C. squalida*—*C. anonyma*	桫椤孢高含量组合带	山龙眼粉亚组合带 *Proteacidites*		
姚家组	二+三	背角女星虫—外饰女星虫带 *C. dorsoangula*—*C. exornota*		单沟粉—三角孢亚组合带 *Monocalpate pollen*—*Tourosisporites*		微小梅球轮藻亚组合带 *M. minuscula*
	一			桫椤孢粉亚组合带 *Cyathidites*		
青山口组	三	曲线女星虫—对称三角星虫带 *C. panda*—*Triangulicypris symmeitrica*		多花孢—巴尔姆孢亚组合带 *Nevesisporites*—*Balmeisporites*		松辽开口轮藻亚组合带 *Aclistochara songliaoensis*
	二	隆起湖女星虫—膨胀松辽虫带 *L. inflata*—*Sunliovia tumida* 德惠女星虫—虚影女星虫带 *C. dekhoiensis*—*C. adumbrata*				
	一	外凸三角星虫带 *Triangulicypris torsuosus*		松粉亚组合带 *Pinuspollenites*		
泉头组	四	似细瘤状女星虫带 *Cypridea subtuberculisperga*	松粉—无口器粉高含量组合带	松粉—克拉梭粉亚组合带 *Pinuspollenites-classopollis*	三褶绳紧奇异轮藻—东北迟钝轮藻组合 *Atopochara trivolvis*—*Amblyochara dongbeiensis*	少脊梅球轮藻亚组合带 *M. raricostata*
	三					
	一+二			无口器粉—小穴粉亚组合带 *Inaperturopollenites*—*Foveotriletes*		整洁真开口轮藻亚组合带 *Euaclistochara mundula*
登娄库组			黑光面三缝孢—里白孢高含量带			

表2－3－8　松辽盆地中、新生代地层简表

界	系	统	松辽平原分区：开鲁小区	江桥—白城小区	古龙—长岭小区	绥化—农安小区
新生界	第四系	全新统	河床河漫滩沉积 黑土 固定风沙	河床河漫滩沉积 黑土 固定风沙	河床河漫滩沉积 黑土 固定风沙	现代河床沉积 河漫滩沉积 一级阶地沉积
		更新统 上	新黄土	新黄土	新黄土	新黄上
			顾乡屯组	镇西冰期沉积 顾乡屯组	顾乡屯组	顾乡屯组
		更新统 中	大青沟组	大青沟组	大青沟组	老黄土 荒山组
		更新统 下	白土山组	白土山组	白土山组	白土山组
	第三系 上	上新统	玄武岩 泰康组	泰康组	泰康组	玄武岩 泰康组
		中新统		大安组	大安组	大安组
	第三系 下	渐新统				
		始新统				
		古新统				
中生界	白垩系	上统	明水组	明水组	明水组	
			四方台组	四方台组	四方台组	
		下统	嫩江组	嫩江组	嫩江组	嫩江组
			姚家组	姚家组	姚家组	姚家组
			青山口组	青山口组	青山口组	青山口组
			泉头组	泉头组	泉头组	泉头组
			?		登娄库组	登娄库组
	侏罗系	上统	火山岩	灰色、灰白色砂岩粉砂岩层	?	营城子组 沙河子组
		中统	?	安山岩、安山玄武岩、火山角砾岩层		火石岭组
		下统				

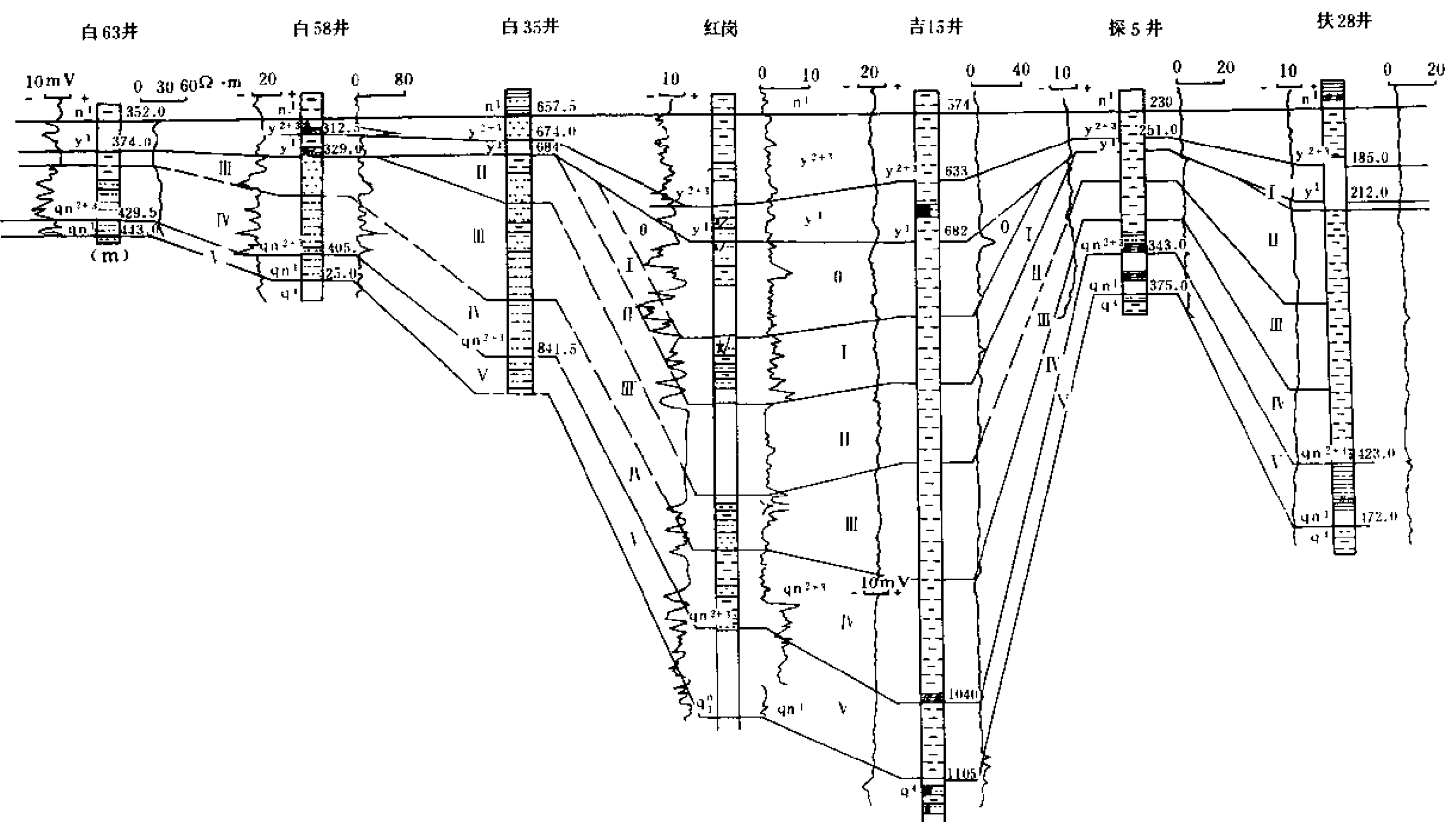


图 2-3-2 白 63-扶 28 井地层对比剖面图

柱状剖面左侧为自然电位曲线；右侧为视电阻率曲线；罗马字Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ为化石组合带

1965年，松基6井首次钻穿登娄库组（井段2641～4188米），大庆油田依其岩性组合将该组分为四段，暂定时代为侏罗—白垩纪。

松基6井井深4188米以下为侏罗系，这是松辽盆地中部的首次发现，分析其岩性组合后认为，与松辽盆地外围的上侏罗统上火山岩组，特别与营城地区的上火山岩组比较相似，因此认为其层位是相当的。

1974年，吉林油田编写的“松辽盆地南部地层概况”较系统地介绍了松南的研究状况及结论．认为盆地南北地层是一致的，只是南部第三系缺失依安组。

同年，大庆油田研究院根据介形虫类化石形态、构造特征将白垩系介形虫类划分为12个组合，对盆地进行了地层划分对比工作。1979年，又将介形虫划分为14个化石组合带，将孢粉划分为4个孢粉组合高含量带，将藻类划分为4个组合、8个亚组合带（表2–3–7），从而为地层划分提出较多的化石依据。

1975年，大庆油田研究院发表“黑龙江省白垩系的划分与对比”和“松辽盆地北部中生代地层”两篇文章，总结了几年来的研究成果。着重介绍了各组的岩性、古生物特征，并对其时代作了深入的讨论。认为四方台组和明水组的时代当属晚白垩世，并对此作了充分的岩性、构造、古生物方面的论证。

1975～1978年，大庆、吉林两油田研究院与吉林、辽宁、黑龙江地矿局等单位共同编制东北地区地层表，提出东北三省三级地层区划方案，将松辽平原分区分为四个地层小区，同时，建立各小区的标准剖面（表2–3–8），系统地描述了松辽盆地各小区中新生界层序、时代、沉积特征及与邻区的对比关系。

1977年，吉林油田研究院根据介形虫类化石、岩性、电性标志层对松南1100余口探井地层，进行了对比、统层，编写了“松辽盆地南部探井地层分层数据表”。至此，松辽盆地南部泉头组以上地层的划分对比工作基本完成。

与此同时，根据青山口组顶部介形虫化石带的缺失、地层厚度锐减及古风化壳的存在等实际资料，指出青山口组上部曾遭受剥蚀，与其上覆姚家组之间存在平行不整合关系（图2–3–2）。除中央坳陷腹地之外，这种关系在南部地区广泛存在。

1983年，吉林油田在“松辽盆地南部断陷期含油气条件探讨”中认为盆地西部可能有中侏罗统的存在，为盆内侏罗系的划分提出了新的课题。

总之，本阶段对白垩系的划分对比提出了较多的化石依据，发现了登娄库及侏罗系地层，并进行了层序划分和粗略的时代探讨。特别对下白垩统的细致研究，也为各层组沉积相研究及油层对比打下较好的基础，对石油勘探与开发作出了贡献。

第二节 侏 罗 系

一、概况

松辽盆地南部的侏罗系全部隐伏在白垩系之下，分别充填于侏罗纪断陷之中。这类盆地共26个，其中12个（图2–3–3）已经地震或钻探成果证实存在侏罗系。侏罗纪时期尚不存在现在意义的统一的松辽盆地，该时期的断陷彼此分离，沉积上自成体系，地层难以对比。

侏罗系埋藏较深，除西部（白城小区）和东部（农安小区）个别断陷外，大部分尚未揭穿。仅根据部分断陷的钻探、物探资料，结合外围同类断陷沉积特征，推测各断陷的沉积建造为含煤火山碎屑建造，它属于中生界中、晚期区域性断陷活动的产物（前人曾指为松辽盆

地“断陷期”的产物)，各断陷内火山岩及煤系发育程度差异较大。因此，侏罗系的地层层序及命名，东、西两部尚不统一。但总体看尚可反映出火山活动期与平静的潮湿温暖气候期间互的湖沼相沉积环境。

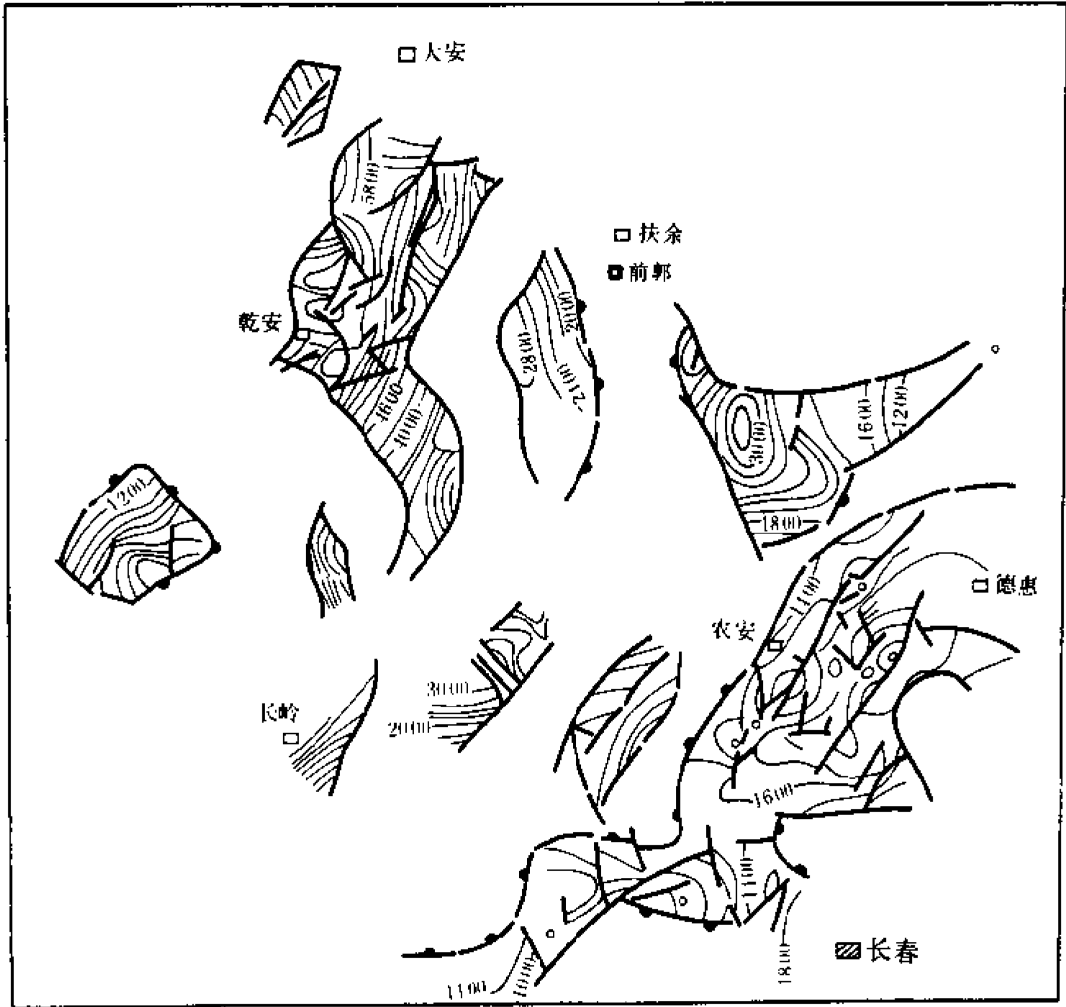


图 2-3-3　松辽盆地南部地震 T_4 反射层构造图

图中等值线单位为米

西部白城小区的侏罗系自下而上划分为中统白城子组 (J_2b)、上统洮南组 (J_3tn) 和高平山组 (J_3g)。东部农安小区的侏罗系尚未最后定名，仅其上统根据岩性组合，分别冠以东部山区的火山岭组 (J_3h)、沙河子组 (J_3s) 和营城组 (J_3y) 之命名。中部长岭小区，仅于松基 6 井见其上部，其层位可与外围的营城子组对比。

根据 1981 年以来外围盆地的研究和区内勘探成果，侏罗纪的温暖潮湿期是重要成煤期，同时也是重要的成油期。

二、地层描述

1.中侏罗统白城子组（J_2b）

分布于白城市、洮南市、平安镇一带，由灰色砂岩、砾岩、灰黑色泥岩和粉砂岩组成，夹薄煤层，底部常见凝灰质砾岩。厚度125～250米。不整合于二叠系（?）之上。代表性剖面为BM6号孔，该孔揭露地层厚度为360.5米。

BM6号孔剖面 **360.5m**

上覆地层：洮南组

～～～～～～不整合～～～～～～

23.灰、深灰、灰带绿色砾岩，含砾粗砂岩、中砂岩、细砂岩互层。多为凝灰质胶结，坚硬，局部夹煤线。 123.1m

22.暗紫色砾岩夹灰白色中粗粒砂岩。 54.8m

21.灰紫带绿色凝灰岩。 29m

20.暗紫色砾岩，成分复杂，多为火山质。 21.5m

19.灰白色带紫色凝灰岩。 7.1m

18.灰黑色细砂岩夹煤线。 2m

17.灰黑色粉砂质泥岩夹灰绿色薄层凝灰质泥岩. 2.4m

16.灰黑色细砂岩、泥岩，夹7层薄煤层。 3.6m

15.灰黑、深灰色粉砂岩夹灰白色细砂岩、煤线. 5.2m

14.煤层夹灰黑色薄层含炭泥岩。

13.黑色炭质页岩夹灰色薄层细砂岩和灰黑色粉砂岩. 2.1m

12.灰色凝灰质细砂岩。 1.1m

11.灰色含砾凝灰岩。 2.4m

10.灰绿色粉砂质泥岩. 1.5m

9.灰白色中砂岩夹灰黑色薄层泥岩，中部夹一层灰绿色泥岩。 16.7m

8.灰色砾岩. 5.2m

7.灰色细砂岩。 4.2m

6.灰色凝灰质细砂岩、中砂岩，上部为灰色砾岩。 8.3m

5.灰色砾岩夹煤线和煤透镜体，产植物化石：*Coniopteris minturensis* 明图尔锥叶蕨，*Raphaelia diamensis* 狄阿姆拉发尔蕨，*Pityophyllun* sp. 松型叶。 2.3m

4.灰、灰白色细砂岩、砾岩互层，有植物化石碎片。下部为灰色细砂岩，富含凝灰质。产植物化石：*Raphaelia diamensis* 狄阿姆拉发尔蕨，*Czekanowskia?* sp. 茨康诺斯基叶?。 8.6m

在本层采得孢粉化石，其中裸子植物占优势，占总数79.35%；蕨类植物占总数20.65%。未见三叠纪、早侏罗世和早白垩世的标准分子，当属中、晚侏罗世。

各类孢粉所占百分比如下：

裸子植物	79.35%
两气囊花粉	24.46%
其中：	
Monosulcites sp. 单远极沟粉	17.93%
Pinus sp. 松	12.23%

Parvisaccites sp. 微囊粉	7.06%
Podocarpus sp. 罗汉松	3.45%
Pseudopicea sp. 假云杉	2.72%
Picea sp. 云杉	3.54%
Pinites sp. 拟松粉	0.54%
Classopollis sp. 克拉梭粉	0.27%
Monilapollis hsui 徐氏炼粉	1.08%
其他	0.54%
蕨类植物	20.65%
其中:	
Cyathidites sp. 似桫椤孢	8.70%
Leiotriletes sp. 光面三缝孢	8.42%
Osmunda cidites cf. *sphaerinae formis* 球型拟紫萁孢（相似种）	2.17%
Cibotiumspora reticulata 网状金毛狗孢	0.82%
Microreticulatisporites sp. 细网孢	0.27%
Gleichenites sp. 似里白孢	0.27%
3.灰色砾岩夹薄层灰色中砂岩。	4.2m
2.灰黑色细砂岩、粉砂岩夹黑色含炭泥岩和薄煤层。	2m
1.灰色砾岩、细砂岩互层夹煤线，有植物化石碎片。	51.8m

～～～～～～不整合～～～～～～

下伏地层：二叠系（?）玄武岩

东部农安小区见于德深1井3270～3581米井段，岩性为黑色泥岩，浅灰色凝灰岩，灰色砂岩、砾岩，见植物碎屑及煤线。吉林省地质科学研究所曾于1983年用钾氩法测得其同位素年龄为171百万年，另于岩屑中发现大量单束松粉、双束松粉、罗汉松粉及无突类纹孢、沙椤孢等孢子，暂定其时代为中侏罗统。

2.上侏罗统洮南组（J_3tn）

见于白城市和平安镇一带诸钻孔中，主要由灰绿色、紫色安山岩、安山质角砾岩、集块岩、凝灰岩和凝灰质砾岩组成。厚度40～625米，与下伏中侏罗统为整合接触，代表性剖面为BM7号孔。

BM7号孔　　625m

上覆地层：青山口组

～～～～～～不整合～～～～～～

10.浅玫瑰色、浅黄色凝灰岩。	15.4m
9.绿、黑绿色安山质火山角砾岩。	155.7m
8.褐、黑褐色安山岩。	34.2m
7.灰色凝灰岩。	3.3m
6.绿、紫色安山玢岩。	89.3m
5.紫红、浅红色安山质集块岩。	15.8m

4.浅肉红色安山岩，具长石和角闪石斑晶。 14.2m

3.浅灰、紫、褐色（下部为灰绿色）安山质集块岩和安山质晶屑凝灰岩。 125.4m

2.浅灰、浅绿色安山岩。 136m

1.灰绿、紫色凝灰质角砾岩夹安山岩。 35.8m

～～——～～整合～～——～～

下伏地层：白城组（J_2b）

3.上侏罗统高平山组（J_3g）

见于白城市附近的BM15号孔和XM1号孔。BM15号孔的岩性主要为灰色波状层理发育的粉砂岩、细砂岩夹灰白色粗砂岩。产：*Ephemeropsis trisetalis* 三尾拟蜉蝣，*Lycoptera* sp.，狼鳍鱼，*Eosestheria* sp. 东方叶肢介化石。厚396.2米。代表性剖面为BM15号孔。

BM15号孔剖面 **>396.2m**

上覆地层：青山口组

～～～～～～不整合～～～～～～

26.灰白色粗砂岩夹灰色细砂岩，下部夹薄层褐煤。 11.5m

25.灰色泥岩夹粉砂岩，有炭化植物碎屑。 23.4m

24.灰色粉砂岩、细砂岩，含炭屑。 14m

23.灰白色中砂岩夹粗砂岩。 14.4m

22.灰白色细砂岩、灰色粉砂岩互层。 19.6m

21.灰白色中、粗砂岩互层夹灰色粉砂岩、细砂岩。 83.1m

20.灰色粉砂岩。 10.2m

19.灰白色细砂岩。 18.7m

18.灰色粗砂岩、细砂岩。 6.7m

17.灰白色中砂岩。 13.1m

16.灰色细砂岩。 9.4m

15.灰白色中砂岩。 9.6m

14.灰、灰白色细砂岩、粗砂岩互层。 20.3m

13.灰色细砂岩夹灰白色中砂岩。 16.3m

12.灰白色粗砂岩与灰色细砂岩互层。 4.2m

11.灰白色砂岩，局部夹细砂岩薄层。 5.2m

10.灰色砂岩。 11.7m

9.灰色细砂岩。 11.6m

8.灰白色粗砂岩、细砂岩。 5.5m

7.灰白色细砾岩。 2.3m

6.灰、灰黑色粉砂岩与细砂岩互层。 22.3m

5.灰白色粗砂岩、细砾岩。 4.1m

4.灰黑色粉砂岩、灰白色细砂岩夹黑色泥岩和砂页岩，产*Eosestheria* sp. 东方叶肢介、*Lycoptera* sp. 狼鳍鱼。 14.1m

3.灰白色中砂岩、粗砂岩互层夹灰色细砂岩、粉砂岩。 13.2m

2.灰白色粗砂岩夹砂页岩. 产昆虫: *Ephemeropsis trisetalis* 三尾拟蜉蝣 8.2m

1.灰白色粗砂岩、细砂岩互层夹细砾岩和灰色粉砂岩. 23.5m

(未钻穿)

XM1号孔岩性以黄绿、兰绿、灰绿色凝灰质细砂岩、粉砂岩，下部出现较多的灰白色厚层状晶屑凝灰岩，夹灰黑色粉砂岩、细砂岩。产 *Eosestheria* sp. 东方叶肢介及 *Diestheria* sp. 叠饰叶肢介等化石。厚度290米。

上侏罗统在农安小区的德深1井自下而上分30个岩性段，结合地震分层及部分孢粉化石，暂划为火石岭组（J_3h）、沙河子组（J_3s）、营城子组（J_3y）。

其中火石岭组（J_3h）（相当于德深1井2514～3270米）为黑色泥岩、灰、灰白色砂岩、砂砾岩夹薄煤层，产 *Podozamites* sp. 苏铁（未定种）; *Equlsetum* sp. 木贼（未定种）; 和 *Cladophlebis* sp. 枝脉蕨（未定种）厚度656米。

沙河子组（J_3s）（相当于德深1井中2125～2541米）为深灰色、灰黑色泥质粉砂岩夹白色粗砂岩及少许煤线。重矿物为磁铁矿、石榴子石、绿泥石组合。孢粉以蕨类的沙椤科为主，另有裸子植物花粉。厚度398米。产: *Polypodiaceoisporites* 具环水龙骨孢; *Classopollis* 克拉梭粉; *Leiotriletes* 光面三缝孢; *Inaperturopollenites* 无口器粉等孢粉化石。

营城子组（J_3y）（相当于万1井1415～1506.5米）为暗色玄武岩、深绿色辉绿岩，灰白色砂砾岩，含植物碎屑，底部灰白色砂砾岩，厚度91.5米。与上覆地层泉一段及下伏地层沙河子组均为不整合接触。

第三节　白　垩　系

一、概述

白垩系是松辽盆地盖层的主体，划分为两统7组21段（参见图2-3-1），现简述其特征如下。

（一）分布

白垩系全盆地均有分布，厚达5500米。但由于地壳的掀斜运动，而形成东蚀西超、中间齐全的横向分布特点。即盆地东部农安小区中登娄库组—泉二段地层齐全，上部嫩江组乃至姚家组受到不同程度的剥蚀，上统无沉积；西部白城小区，缺失登娄库组—泉二段，而泉三段上部至上白垩统均有沉积，并且具有逐层超覆现象。长岭小区因其长期沉陷而沉积最为齐全。

（二）沉积特征

松辽盆地白垩系为大型淡水—微咸水内陆湖相沉积。其岩性以粘土岩、细碎屑岩为主，没有成层的碳酸盐、可溶盐类和煤层。碎屑岩中，粉砂岩占较大比例，其次为细砂岩，粗砂岩很少，除最底部及某些边缘地区以外，绝少砾岩沉积。

泉三段及其以上各层横向变化较小，不少具有均一特征的薄层可以在广大的范围内乃至全盆地进行追索。特别是几层与一定古生物组合有关的黑色页岩，更为稳定。这就为地层对比提供了良好的条件。

几乎所有文献都将松花江群划分为2个大的沉积旋回，它们又可以细分为4个小旋回，

这些旋回作为地壳升降运动一定阶段的产物而为沉积建造所记录。1961 年，大庆油田将 4 个旋回与沉积建造的关系归纳成下表，它基本上概括了各家对旋回的划分意见及其特征（表 2–3–9）。

表 2–3–9　松辽盆地沉积建造与沉积旋回的一般关系表

<table>
<tr><th>沉积阶段</th><th>沉积建造</th><th>第一旋回</th><th>第二旋回</th><th colspan="2">第三旋回</th><th colspan="2">第四旋回</th></tr>
<tr><td>上升侵蚀</td><td>红色建造</td><td rowspan="2">泉头组第四段</td><td rowspan="2">姚家组</td><td rowspan="4">伏龙泉组</td><td rowspan="2">第五段
第四段
第三段</td><td rowspan="3">明水组</td><td rowspan="2">第二段</td></tr>
<tr><td>节奏性上升</td><td>近碎屑来源
碎屑沉积
砂泥岩建造
远碎屑来源红色建造</td></tr>
<tr><td>回返前后
相对稳定</td><td>细粒沉积生
油泥页岩建造</td><td>泉头组第三段上部</td><td>青山口组</td><td>第二段</td><td>第一段</td></tr>
<tr><td>下　降</td><td>下部碎屑沉积
砂泥岩建造</td><td>泉头组第三段下部</td><td>盆地边缘的
青山口组下部</td><td>第一段</td><td colspan="2">四方台组</td></tr>
</table>

研究表明，每个沉积旋回均构成一个含油组合（参见图 2–3–1）。可见，旋回研究在地层研究中应占有重要地位。

松花江群（即白垩系）各组段的接触关系以整合接触占绝对优势。但其层界性质却有不同。地质部二普一区队在“松辽平原南部 1960 年度石油地质工作成果总结报告”中，曾将其归纳成三种形式（类型）：

1)缓慢过渡型：这种层界常见于大的旋回及组、段由细变粗的过渡部位。如：K_1qn 与 K_1y 之间、K_1q^3 与 K_1q^4 之间，K_1n^4 与 K_1n^5 之间。

2)急剧过渡型：这种界线常出现在中央坳陷及其两侧的大旋回及组、段由粗变细的部位，并常与这些地层单位中的黑色泥岩、页岩及油页岩底界及区域性标志的底界相吻合。如：K_1q 与 K_1qn、K_1y 与 K_1n、K_1n^1 与 K_1n^2 间均可见之。

上述第一类层界表明，在时间和空间上，沉积条件没有突变式变化，生物有充分的应变能力，因此，岩性及生物群落两方面都表现出较长的过渡关系。第二类则往往是水盆的急剧扩大或加深，形成非补尝沉积和还原条件，有利有机质保存和油气生成。而且其层界分布稳定，可比性较强，在地层划分对比中往往起着重要的控制作用。

3)不稳定型：这种类型此显彼隐，常标志着水盆逐渐变浅以及水域逐渐缩小过程中的岩性界线，它在大部分地区有小型冲刷面，可比性差，常导致地层划分、对比上的困难，故使用范围受到局限。

松花江群古生物，特别是介形虫的分布，在平面上有较大的稳定性，在垂向上有明显的分带性，而且与岩性配置关系密切。这一点从盆地普查阶段到现在的有关文献中皆有记载。

地质部二普一区队 1960 年指出，白垩系松花江群下部地层中有两个明显的生物轮替时

期，即泉头组—姚家组和嫩江组。它们都是由较高级的脊椎动物开始，经过叶肢介、介形虫的全盛时期到软体动物结束，而且腹足动物在时间上出现较早（腹足类在中期、大型斧足类则产生在后期）。微体生物和鱼类，则常大量发育在反旋回之初期，其孢子花粉组合是以裸子植物为主。松花江群上部（四方台组）在生物群方面与其下部具有明显的差别，它本身组成一个完整的由大型斧足动物开始，经过小斧足类，腹足类及微体生物的全盛时期又到斧足类结束的旋回。以微体、软体较多，孢子花粉组合中被子植物占绝大多数及化石保存的不完整为其主要特征。

除上述一般分布及演变规律外，其各组地层中尚存在着独特之标准化石。有兴趣的读者可以查阅地质部二普一区队 1960 年提交的"松辽盆地南部 1960 年度石油地质工作成果总结报告"，此处不再赘述。

标志层的确定是地层划分的重要前提，也是构造和地质发展史研究的重要依据，因此在盆地勘探的初期就作了较为充分的研究。1960 年，大庆油田的工作迄今仍可借鉴。他们认为松花江群存在 5 个区域性标志层和 4 个地区性标志层。前者适用于全盆地，后者大部分亦适用于盆地南部，现列表如下（表 2-3-10）。

表 2-3-10 松辽盆地白垩系地层标准层特征表

层位	级别	岩性特征	电性特征	其它特征	适用范围
明水组第二段（原克山组）顶	二级	砖红色块状泥岩	视电阻率曲线低平，呈小锯齿状	钻进过程第一次红色造浆	盆地北部及西北部
明水组第一段顶	一级	二层都是黑色泥页岩，厚度数米至 30 余米，底界明显，向上过渡。下部含白色介形虫及叶肢介并有黄铁矿，上部含炭屑，下层厚度大于上层	低而平直的电阻曲线、底部有电阻极小值		全盆地
明水组第一段下部(两层)					全盆地
伏龙泉组第四段底	一级	灰色泥岩，含丰富的螺蚌化石及介形虫，其上泥岩为灰绿色	电阻多呈箱式凹值低平，其下曲线显示明显的反旋回		盆地中部大庆—乾安一带最明显
伏龙泉组第二段底	一级	黑褐色油页岩，向盆地边缘变为灰色砂质泥页岩，富含大而白的扁平介形虫和金色叶肢介	在大段一、二百米的低平电阻曲线底出现几个小—中幅度筒状突起，而自然电位无显示		全盆地
伏龙泉组第一段底	一级	灰—黑色泥页岩，在盆地东南边缘变为灰绿色泥岩，含白色介形虫和金色叶肢介但比油页岩标准层所见个体小	视电阻率低凹，其中或有 2~3 个小尖（幅度 2~3 欧姆米）向地下电阻升高，自然电位出现显示		全盆地

层　位	级别	岩性特征	电性特征	其他特征	适用范围
青山口组第二段顶（高台子油层中部）	二级	灰黑色泥页岩，含小的叶肢介、介形虫	自然电位曲线偏右成凹型，电阻曲线上下多高尖峰层，而本层低平两条曲线组成瓶颈状	井径扩大放射性中子伽马测井有高峰	泰康—大庆、长垣—青岗任民镇一带
青山口组第一段（下部泥岩）顶	二级	其下为灰黑色大段泥岩，其上为砂泥岩交互，适在转折点处	自然电位偏右负值，电阻低，组成颈状，而其上有密集高尖峰	向下井径扩大	同上
青山口组底	一级	大段灰黑色泥页岩之底向下见灰绿色砂泥岩，本身为黑色泥页岩夹油页岩	自然电位曲线低平电位电极系上有2～3个小钝三角形突起，向下自然电位有显示，电阻基值升高		除边缘地区（公主岭区）外，全盆地均可使用
泉头组第三段顶	二级	棕红色泥岩厚数10米，上下均为砂岩密集层	上下电阻高，本层电阻低平，略有小锯齿	钻井过程中有红色造浆作用	盆地东南部最明显

二、地层描述

（一）下白垩统（K_1）

1.登娄库组（K_1d）

登娄库组系1959年松辽石油勘探局综合研究队创建于前郭县东登娄库构造北端的松基2井，同年，地质部在吉林省怀德县曲家窝堡的杨103井亦有发现，并命名为怀德层，取代号Cr_1a^0，含义为Cr_1a^1之下的一段。两处的发现均较零星，直到1965年才在北部松基6井见其全貌，并统名为登娄库组。

登娄库组基本上继承了侏罗系断陷沉积的特征，各断陷分割性较大，沉积体系仍有较大的独立性。

盆地南部该组主要分布在农安小区；长岭小区仅东侧出现；白城小区尚未发现，但据地震资料推测，可能存在于某些侏罗系断陷中。

盆地外围伊通地堑南延部分的二龙山（即二龙山层）；第二松花江两岸；九台县的奢岭及舒兰—榆树的红旗、汪屯、朝阳一带均有零星出露。岩性为一套泥岩、砂岩、砂砾岩组成的沉积层。厚度约1000～1500米。

其代表性剖面位于舒兰县汪屯，该剖面以浅色粗碎屑岩为主，厚度超过878米。因其上覆泉头组（K_1q）、下伏营城子组（J_3y）而定位，其泥岩夹层中产 *Asplenium dicksonianum* 迪克逊似铁角蕨，*Arctopteris* sp. 北极蕨，*Cladophlebis*（*Gleichenites*）sp. 枝脉蕨（似里白），*Elatocladus* sp. 枞型枝，*Sphenolepis sternbergianum* 司腾伯楔鳞蕨及 *Podozamites lanceolatus* 披针苏铁杉等。因此可定其时代为K_1，但此剖面未分段，研究较粗。

在盆地内以北部的松基6井揭露最全，全区自下而上可分为4段，即：登一段（K_1d^1）、登二段（K_1d^2）、登三段（K_1d^3）、登四段（K_1d^4）。其中K_1d^1为砂砾岩段，K_1d^2为暗色泥岩段，K_1d^3为块状砂岩段，K_1d^4为过渡岩性段。以此为准，松南的发现多属K_1d^2及K_1d^3段。

松南登娄库组主要发现于登娄库背斜带北段和王府凹陷的长4井、扶101井、扶201

井、扶基1井和松基2井，揭露厚度一般为228～554米，现记录发育较全的扶101井剖面如下，以概全貌。

扶101井剖面 >554.1m

上覆地层：白垩系下统泉头组

————整合————

6.暗紫、暗紫红及灰黑色泥岩、砂质泥岩与厚层浅灰绿色粉、细砂岩组成大致相等幅度的韵律层。泥质岩普遍含石膏团块及包裹体，砂质岩见泥砾和方解石脉。 66m

5.灰紫、红、灰黑色砂质泥岩、泥岩与薄层灰白、浅灰绿色粉、细砂岩互层。见方解石脉。 90m

4.上部灰紫色砂质泥岩、泥岩夹浅灰绿色砂岩。中部呈大韵律层，下部为互层。见石膏团块，砂岩具泥砾、方解石脉。 106m

3.中、上部灰紫色泥岩、砂质泥岩与深灰、灰白、浅灰绿色粉、细砂岩呈韵律层，下部泥岩夹砂岩，含石膏团块。 123m

2.深灰、灰带紫色粉、细砂岩与黑紫色泥岩、砂质泥岩组成两个反韵律。见方解石脉。 75m

1.灰带紫色砂岩，及紫色泥岩、砂质泥岩不等厚互层。含石膏团块。 94.1m

（未见底）

上述剖面中1、2层相当于K_1d^2段，3～6层相当于K_1d^3段。其中K_1d^3的暗色泥岩发现较高的生油指标，有可能为松辽盆地的局部生油层。

2.泉头组（K_1q）

泉头组为日本人羽田重雄于1927年创立（时名泉头层），建组剖面在辽宁省昌图县泉头车站东纪家岭村。该组时代归属几经更迭，直到1958年才定为下白垩统（Crsa）。建组剖面岩性为紫灰色、灰白色及灰绿色砂泥岩互层。至盆地边缘出现砂砾岩。

泉头组在盆地内分布广泛，根据松基2井剖面，将全组分为4段。但西部白城小区缺失泉一、二段，农安小区或因基岩隆起而缺失，或因后期剥蚀保存不全。

该组主要为一套红色较粗粒碎屑岩，颜色由下而上、由盆地边缘向内部由鲜变暗，以河流相为主，靠近长岭小区见河湖过渡相，一般厚度1500m，与下伏登娄库组为连续沉积。

（1）泉一段（K_1q^1） 泉一段仍具有断陷式沉积特征，分布比较局限，研究者贯称为“填平补齐”，该段多见于长春岭—四马架—登娄库一带，为灰白、浅灰、紫灰色砂岩与紫褐、暗紫红、灰黑色砂质泥岩、泥岩互层。一般夹砾岩及底部具砾岩。砂岩含灰质、具石膏，泥砾和灰质结核。岩石成分比较复杂，厚度600米左右，松基2井厚1181米。扶余县城、登娄库南，青山口和万金塔一带，超覆在不同时代老地层之上，厚度相应减薄。钓鱼台—朱大屯一带缺失。与登娄库组整合接触，个别地区呈超覆关系。代表性剖面为扶101井，厚度655米。

扶101井剖面 655m

上覆地层:泉二段

————整合————

8.以暗棕红色泥岩为主，夹薄层灰黑色泥岩、砂质泥岩与厚层浅灰绿色砂岩不等厚互层。含石膏团块及包裹体。 72m

7.上、下部为厚层浅灰绿、灰白带绿色粉、细砂岩夹薄层暗紫红色及黑色泥岩、砂质泥岩。中部

泥岩、砂质泥岩、含泥砾、方解石脉和炭屑。 77m

6.上部以暗紫红色泥岩为主，并有灰黑色泥岩、砂质泥岩。下部为厚层浅灰绿色砂岩夹薄层泥岩、砂质泥岩。含方解石细脉。 83m

5.上部暗紫红、灰黑色砂质泥岩、泥岩夹砂岩。中、下部为灰、浅灰绿、绿带紫色泥岩、砂质泥岩、砂岩之韵律层。含石膏团块及包裹体、黄铁矿晶体和泥砾。 115m

4.上部暗紫红、灰黑色砂质泥岩、泥岩与中厚层灰白、浅灰绿色砂岩呈不等厚互层。中、下部为泥岩、砂质泥岩及薄层砂岩韵律层。含石膏团块及包裹体。 113m

3.暗紫红、灰黑色泥岩、砂质泥岩与灰、暗紫灰、深灰色砂岩组成韵律层。具方解石脉。 70m

2.上部暗紫红、灰黑色泥岩、砂质泥岩与灰白、浅灰带绿色砂岩呈小韵律层。中部砂岩夹砂质泥岩。下部泥岩与砂质泥岩互层。含石膏团块和包裹体、黄铁矿晶体、泥砾和方解石脉。 67m

1.顶部灰绿、暗紫灰色砂岩、泥质砂岩，上、下部为暗紫红、灰黑色泥岩、砂质泥岩互层。中部夹多层薄层砂岩，含石膏团块及包裹体、方解石细脉。 58m

————整合————

下伏地层：下白垩统登娄库组。

长岭小区仅东侧坨1井揭露厚度238米，岩性与扶101井的基本相同。

(2) 泉二段 (K_1q^2) 一般厚300米左右，四马架—登娄库一带在400米以上，最厚是在扶201井，厚469米，向东西两侧减薄。钓鱼台—朱大屯一带，可见该段地层超覆在前石炭纪地层之上。本段主要由泥岩夹砂岩组成，岩性比较稳定，常为泉头组对比标志之一。该段泥岩是全盆地泉头组最有生油希望的生油岩。代表剖面为扶101井，厚度440.5米。

扶101井剖面

上覆地层：泉三段

————整合————

4.上部以暗紫红色为主的泥岩、砂质泥岩与灰白色细砂岩韵律层。中、下部泥岩夹薄层砂质泥岩及砂岩。 100.5m

3.上部以暗紫色为主的厚层泥岩夹浅灰绿带褐色、棕灰、紫灰色砂岩、泥质砂岩。中下部为各色泥岩、砂质泥岩薄层互层。含黄铁矿晶体。 115m

2.暗紫红色为主的泥岩、砂质泥岩夹薄层浅灰绿带棕色、灰白色及浅灰色粉、细砂岩。含石膏包裹体及团块。 125m

1.上部为各色泥岩互层夹薄层砂层。中部泥岩加厚。下部泥岩、砂质泥岩，见少量浅灰黑色砂质泥岩，普遍含石膏团块及包裹体。 100m

————整合————

下伏地层：泉一段

长岭小区加厚至321米，岩性变细。

(3) 泉三段 (K_1q^3) 自泉三段沉积晚期开始，松辽盆地的演化进入坳陷期，首次形成统一湖盆，地层呈覆盖式沉积，可比性较强，其厚度从中间的长岭小区向东西两侧变薄。但在农安小区的西侧泉三段及泉四段仍有局部加厚之现象。

泉三段岩性为灰绿、棕红、暗紫色泥岩、砂泥岩与灰绿色、棕色、紫灰色砂岩组成正韵律。一般厚度371米（长岭小区东侧），农安小区西侧之登114井、松基4井分别加厚至525.5米和521.5米。由此基线向西减薄，并超覆在老地层之上。

松基2井剖面　443.5m

5.棕红、猪肝色泥岩、砂质泥岩与灰白色粉砂岩组成韵律层，含灰质结核、黄铁矿晶体。底部为灰绿色泥砾岩。　107.5m

4.猪肝色、灰紫、紫红色泥岩、粉砂质泥岩与浅灰白色粉砂岩、砂岩之韵律层。含灰质结核、黄铁矿。具交错层理。　60m

3.深灰绿、灰褐色泥岩、棕红色砂质泥岩与灰白色粉砂岩之韵律层，含黄铁矿。　52m

2.棕红色泥岩及灰白色粉砂岩，含黄铁矿，于470m处见鱼化石。　26m

1.棕红、巧克力色泥岩，砂质泥岩与灰白、灰绿色细砂岩韵律层，底部有一层泥砾层。　198m

白城小区泉三段西界位于岔台—套堡—八面山—架马土一带，呈超覆状，岩性变粗。地层厚度仅139.5米（安3井）。

本段产：*Lycopterocypris* aff. *infantilis* 小狼星介（亲近种），*Triangulicypris ? torsuosus* 外凸三角星介，*Brachydontes* cf. *songliaoensis* 松辽短齿蛤（相似种）等化石。

(4) 泉四段（K_1q^4）　泉四段在农安小区西侧发育较好，地层厚度仍大于长岭小区东侧，岩性为棕红、灰绿色泥岩，粉砂质泥岩和灰白、浅灰绿色泥质粉砂岩，粉砂岩，细砂岩，常组成4个不完整的正韵律，每一韵律的底部常出现钙质砂岩，有时见薄层泥砾岩或泥砾，砾岩不发育。泥岩常含粉砂及灰质结核和黄铁矿。层面多具动水冲刷和水下滑动痕迹。化石甚少，属动水河流相沉积。扶余—登娄库、青山口和伏龙泉—杨大城子等局部地区，砂岩比较发育，具水平层理、斜波状层理和泥质（粉砂岩）团块。三岔河—德惠一线以东，砂岩减少。公主岭一带，为含砾石的砂岩、粉砂岩和泥岩，岩石成分比较复杂。泉四段厚度变化大，一般为90米。在隆起部位的青山口、登娄库南、顾家店和杨大城子等地呈孤岛状态缺失，扶余镇一带受基岩隆起影响减薄至60余米，扶余县永平和德惠—农安一带推测厚120～130米。泉四段代表性剖面为探5井。厚81.5米。

探5井剖面

上覆地层：下白垩统青山口组

～～～～～～不整合～～～～～～

10.浅灰绿色泥质粉砂岩，夹两层细砂岩，含底部钙质砂岩，具泥砾、钙砾。含黄铁矿。产蚌、叶肢介和介形虫化石。　5m

9.灰绿、棕褐色泥岩、灰棕色粉砂质泥岩、泥质粉砂岩。含泥砾、黄铁矿晶体、灰质结核。产植物炭屑。　7.7m

8.砂岩。含泥砾，具交错层理。产炭化植物碎片。　17.1m

7.灰绿色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉细砂岩、细砂岩。含灰质结核、黄铁矿。　11m

6.细砂岩，含黄铁矿。底部为钙质砂岩。　3.1m

5.灰绿色泥岩、泥质粉砂岩及细砂岩。下部为钙质胶结的泥砾及钙质砂岩。　1.8m

4.上部灰绿、棕红色泥岩，含灰质结核。中部为硅质胶结的砂岩。下部灰绿色粉砂质泥岩，含黄铁矿。　4.7m

3.砂岩。含黄铁矿晶体、植物炭屑、泥、砾。　20.3m

2.上部灰色粉砂质泥岩，下部砂岩。底部灰白色钙质砂岩。含黄铁矿、泥砾、植物炭屑。　7.1m

1.上部灰色粉砂质泥岩、含炭化植物碎片，下部砂岩，含黄铁矿晶体。　3.7m

————整合————

本段产：*Ziziphocypris* aff. *simakovi* 西氏枣星介（亲近种），*Harbinia* aff. *hapla* 简易哈尔滨介（亲近种），*Mongolianella* sp. 蒙古介，*Limnocypridea* sp. 湖女星介；*Plicatounio*（*Plicatounio*）*latiplicatus* 宽褶褶珠蚌（褶珠蚌），*Sphaerium yanbianense* 延边球蚬；*Platanus nobilis* 优雅悬铃木，*P.appendiculata* 附属悬铃木等化石。

该区在长岭小区东侧坨1井泉四段为89.5米，在白城小区，边界向西推移，最大厚度为60米左右。

3.青山口组（K_1qn）

青山口组由地质部松辽石油普查大队创建于1958年，建组剖面在吉林省农安县青山口乡青山口村松花江南岸。建组时分为两段（Cr_1b^1、Cr_1b^2）。1962年在"全国地层会议学术报告汇编松辽平原油田地质现场会议"上有人认为青山口组可分为三段。1974年11月，东北地区中、新生代地层会议正式确定青山口组属下白垩统，并认可其三分的意见。

青山口组沉积于古松辽湖盆第一兴盛期，在盆地内分布极为广泛。但大部被第四系覆盖，除青山口乡外，仅前郭县哈达山等地有零星出露。

青山口组以长岭小区发育最好，岩性以深湖相黑色泥岩为主，自下而上逐渐变粗，出现砂岩、粉砂岩。依据黑2井沉积特征，自下而上分为三段，其特点是：青一段为暗色泥岩段，是松辽盆地主要生油层之一。底部油页岩为区域性标志层。青二、三段为泥砂过渡带。青二及青三段因界线不清往往合称青二、三段（K_1q^{2+3}），该段为高台子油层所在，为松南中央坳陷区重要含油层之一。

该组化石丰富，分布广，全区可对比，岩性、电性均十分明显。

青山口组地层与下伏泉头组呈整合接触关系，与上覆姚家组地层在大部分地区为平行不整合。

（1）青一段（K_1qn^1）　青一段见于北12井，主要为黑色页岩及油页岩，最大厚度60.5米。乾安带增至100m。

（2）青二、三段（K_1qn^{2+3}）　本段以长岭小区黑帝庙、乾安和大安最为发育。向东西两侧减薄，富产介形虫、叶肢介、鱼化石碎片及植物碎屑。属深—较深湖相沉积。往南碎屑增多，中、上部出现较多的棕红、灰绿色泥岩。一般厚度300～500米，最大厚度黑2井为639.5米。青山口组第二、三段和第一段的比例大约为2∶1，代表性剖面为大4井，厚度614米。

大4井剖面

上覆地层：下白垩统姚家组

——————整合——————

二、三段　514m

8.深灰绿、黑灰、深灰色泥岩夹灰绿、灰色砂质泥岩和灰绿色泥质粉砂岩。产介形虫和鱼化石碎片。　119m

7.灰黑、黑灰色泥岩与浅灰、黑灰色砂质泥岩互层，夹薄层灰色钙质粉砂岩。产介形虫、鱼化石碎片。　25.5m

6.黑灰色泥岩夹薄层黑灰、灰色砂质泥岩及介形虫层。　42.5m

5.灰黑、黑灰色泥岩夹灰、深灰、黑灰色砂质泥岩、钙质粉砂岩条带。产介形虫化石。 20.5m

4.深灰、黑灰、灰黑色泥岩，夹薄层深灰、黑灰色砂质泥岩及介形虫层。 117.5m

3.黑灰、灰黑色泥岩，夹薄层灰色、黑灰色砂质泥岩、介形虫层。 62m

2.灰黑、黑色泥岩、夹砂质泥岩、泥质粉砂岩。产介形虫化石。 127m

一段 100m

1.深灰、灰黑色泥岩，夹砂质泥岩、泥质粉砂岩。 100m

————整合————

下伏地层：下白垩统泉头组

青山口组在农安小区的东部边界在榆树—长春—公主岭一线，区内顾家店和杨大城子等地未沉积。在长春岭北，四马架、永平、伏龙泉北和钓鱼台等地遭到剥蚀。地表出露在榆树县五颗树、农安县青山口以及前郭县登娄库等地。

该区上部岩性为棕红色泥岩为主，夹灰绿、灰色泥岩、粉砂岩、粉砂质泥岩，灰白色灰质粉砂岩；下部以黑色泥页岩、油页岩为主。根据岩石颜色、粒度、结构推断，青一、二段主要为动、静水浅湖相和深水湖相沉积，青三段主要为山前平原淤积相。本组厚度一般为300米左右，除接近古龙—长岭小区较厚以外，长春岭和德惠一带最厚，前者如长4井463.3米，后者推测500米左右。扶余地区由于受基底潜山影响，厚度仅百余米，而且缺失上部化石段。第二、三段（K_1qn^{2+3}）和第一段（K_1qn^1）的厚度比例一般为6：1或5：1。代表性剖面在北12井。

青山口组在白城小区西界白城—双岗—胜利一线，岩性为灰、灰绿色粉砂岩，细砂岩和灰绿色、棕红色泥岩。砂质有时为粗砂或细砂，底部常见薄层泥砾岩。岩石交错层理发育。在白城—安广一带，长（春）—白（城）铁路两侧构成向盆地内突出的舌状三角洲砂体。至李家店—后大岗子一带，以粉砂岩，细砂岩为主，分选较好，含圆球度较高的砾石夹灰绿色、灰黑色泥岩。斜层理及楔状层理发育。产植物化石碎片。本区由西向东岩性变细，岩屑含量减少。李家店—通榆—德兴太以西的狭长地带，为棕红色泥岩、角砾岩和砾岩。砾石成分为火山岩，变质岩和石英岩等。化石稀少，属陡岸滨湖沉积，厚度由东向西减薄，东部最大厚度200米。可分为第二、三段（K_1qn^{2+3}）和第一段（K_1qn^1）。向西逐渐缺失0、Ⅰ、Ⅱ三个介形虫化石带参见图2-3-2，遂与上覆地层成平行不整合接触。与下伏泉头组成整合关系，但在西部直接超覆于侏罗系和前中生代地层之上，呈角度不整合关系。代表剖面为安3井，厚度164米。

青山口组化石极为丰富，在吉15井相当于本组产介形虫：*Cypridea* aff. *tera* 圆女星介（亲近种），*C.nota* 友谊女星介，*C.vicina* 亲近女星介，*C. adumbrata* var. *fundata* 虚影女星介坚实变种，*Triangulicypris symmetrica* 对称三角星介，*L.* aff. *infantilis* 小狼星介（亲近种），*L. reniformis* 肾状狼星介，*Ziziphocypris simakovi* 西氏枣星介，*Sunliovia tumida* 膨胀松辽介，*Limnocypridea* aff. *bucerusa* 角状湖女星介（亲近种），*Candoniella* sp. 小玻璃介。

在南60井相当于本组产瓣鳃类：*Plicatounio* （*Plicatounio*） *latiplicatus* 宽褶褶珠蚌（褶珠蚌），*P.* （*P.*） *subrhombicus* 近菱形褶珠蚌（褶珠蚌），*Nippononaia?jilinensis* 吉林日本蚌?

在白35井相当于本组产介形虫：*Ziziphocypris simakovi* 西氏枣星介，*Sunliovia*

tumida 膨胀松辽介，*Triangulicypris torsuosus* 外凸三角星介，*Cypridea* sp. 女星介。

1979 年，吉林油田研究院在"松辽盆地南部青山口组与姚家组接触关系讨论"一文中，将盆地南部青山口组介形虫化石自上而下分为 0～Ⅴ共 6 个化石带（表 2-3-11）。全区对比结果发现盆地南部红岗构造以东，吉 15 井以西的长岭凹陷区，青山口组保存完好，其余各地均有剥蚀。

表 2-3-11 青山口组0～Ⅴ介形虫化石带表

层位	化石带	介形虫化石		探 5 井
青二、三段	0 曲线女星虫一端尖三角星虫	*Cypridea panda* Ye *Lycopterocypris subovatus* Ye *Lycopterocypris mediocris* Ye *Lycopterocypris pumilis* Ye *Triangulicypris fusiformis* Ye	曲线女星虫 亚卵形狼星虫 中间型狼星虫 小型狼星虫 端尖三角星虫	
	Ⅰ 对称三角星虫一扶余女星虫	*Triangulicypris symmetrica* Ye *Cypridea fuyunensis* Ding	对称三角星虫 扶余女星虫	
	Ⅱ 肾状狼星虫一隆起湖女星虫	*Lycopterocypris reniformis* Ye *Limnocypridea inflata* Ye *Ziziphocypris rugosa*	肾状狼星虫 隆起湖女星虫 绉枣星虫	化石组合完整
	Ⅲ 亲近女星虫一膨胀松辽虫	*Cypridea vicina* Ye *Limnocypridea bucerusa* Sou *Sunliavia tumida* Sou *Cypridea nota* Ye	亲近女星虫 角状湖女星虫 膨胀松辽虫 友谊女星虫	
	Ⅳ 虚影女星虫一德惠女星虫	*Limnocypridea copiosa* Sou *Cypridea adumbrata* Sou *Cypridea adumbrata* Sou var. *fundata* Ye (var. nov.) *Cypridea dekhoinensis* Sou *Triangulicypris torsuosus* *Tri. torsuosus* var. *nota*	富湖女星虫 虚影女星虫 虚影女星虫坚实变种（新变种） 德惠、女星虫 外凸三角星虫 外凸三角星虫友谊变种	
青一段	Ⅴ 外凸三角星虫	*Tri. torsuosus* *Tri. torsuosus* var. *nota*	外凸三角星虫 外凸三角星虫友谊变种	

4.姚家组（K_1y）

姚家组由地质部松辽石油普查大队于 1959 年创立。建组剖面在吉林省德惠县姚家车站附近，盆地内天然露头尚见于松花江南岸靠山屯—红石垒、青山口—鳌庄台，前郭县哈玛—哈达山及钦马河入松花江口等地。

1974 年，"东北地区中、新生代会议"认定姚家组为下白垩统。

姚家组在盆地内分布较广泛，但岩性及厚度变化大，主要为棕红色、灰绿色泥岩、灰白色砂岩夹黑色泥岩，厚度 80～197 米，局部仅 10 余米。整体由长岭小区向两侧变薄，自下而上分三段：姚一段（K_1y^1）为泥岩夹砂岩，姚二（K_1y^2）及姚三（K_1y^3）段则由泥岩过渡为砂岩，因界线不清合称姚二、三段（K_1y^{2+3}）。姚家组主要为平原淤积相，局部见河流过渡相。姚家组与青山口组关系因地而异，农安和白城小区多为平行不整合，长岭小区多为整合接触。与上覆嫩江组可能有局部不整合关系。姚一段为葡萄花油层，姚二、三段为萨尔图油层所在。二者均为松南主要油层之一。

姚家组地层以长岭小区的大 4 井发育最全，兹录于后：

大 4 井剖面 174.5m

上覆地层：下白垩统嫩江组

——————整合——————

二、三段	115.5m
4.黑灰、灰绿、灰夹暗棕红色泥岩，薄层灰绿色砂质泥岩。	32.5m
3.黑灰、深灰绿、灰夹棕红色泥岩与灰绿夹薄层棕红色之砂质泥岩互层。	83m
一段	59m
2.浅灰绿色泥质粉砂岩、浅棕黄、黄褐色粉砂岩、细砂岩与深灰、灰绿色泥岩、含砂质泥岩互层。泥岩含黄铁矿。	42m
1.暗棕红、深灰绿、浅灰色泥岩夹灰绿、紫灰、暗紫红色砂质泥岩。	17m

——————整合——————

下伏地层：下白垩统青山口组

农安小区的姚家组东部边界在榆树—小南—长春西—公主岭西一线，以扶余、大黑林子—莺山和德惠一带最发育，地表出露除与青山口组相伴之外，在中长铁路第二松花江桥以南的姚家车站亦有所见，但出露均不齐全。在青山口、长春岭北、四马架、登娄库、三盛玉、伏龙泉、钓鱼台和杨大城子等地缺失。

该组岩性以棕红、暗紫红色泥岩、粉砂岩为主，夹灰、灰绿色泥岩，灰白色粉砂岩，泥质粉砂岩。泥岩、粉砂质泥岩呈致密块状、棕红色者具灰绿色斑点，普含钙质结核。见似角砾状结构和龟裂，具波状，斜坡状层理和揉皱构造。主要为山前平原淤积相沉积。西部地区下部层颜色变深，暗色泥岩加厚。全组厚度变化较大，一般为 100 米，松基 4 井厚 144 米，扶余地区仅 10 余米。

本区姚家组代表性剖面为北 12 井剖面，厚度 95.5 米。

白城小区的姚家组大致分布在镇西—河海以东地区。东部为灰绿、棕红色泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩、细砂岩。砂岩多呈块状，局部具交错层理，底部有时夹泥砾。泥岩含灰质结核，具干裂及似细砾状构造，有时见揉皱，主要为泛滥平原相。西部为角砾岩，砾岩、砂岩和含砂砾的棕红色泥岩。砾石成分复杂，以火山岩、变质岩为主。可能为洪积相。白城—安广—泰来一带，为分流平原相。本组可分为三段，但界线不清。厚度变化是东厚西薄，东部安 1 井为 95.5 米，西部厚仅 20～30 米。代表剖面为白 28 井，厚度 36.5 米。

该组在平 1 井产介形虫：*Lycopterocypris* aff. *infantilis* 小狼星介（亲近种），*Cypridea* sp. 女星介，*Candonilla* sp. 小玻璃介。

在白城小区白 28 井见到：*Cypridea* aff. *gracila* 光滑女星介（亲近种），

Lycopterocypris sp. 狼星介。在南10井见到：*Brachygrapta* cf. *nengkiangensis* 嫩江短背雕饰叶肢介（相似种），*Dictyestheria elongata* 长形网格叶肢介等化石。

在农安小区的吉15井见到：*Cypridea* aff. *tera* 圆女星介（亲近种），*C.* aff. *exornata* 外饰女星介（亲近种），*Ziziphocypris* aff. *simakovi* 西氏枣星介（亲近种），*Ziziphocypris concta* 脊状枣星介，*Advenocypris deltoideus* 三角外星介，*Lycopterocypris* sp. 狼星介。

5.嫩江组（K_1n）

嫩江组又名伏龙泉组，前者源于我国地质学家谭锡畴和王恒升1929年所著"黑龙江嫩江两岸之地质"一文中的"嫩江页岩系"，该"系"系指出露于嫩江县城附近嫩江两岸的黑色页岩，相当于目前嫩江组的一、二段。伏龙泉组一名源于1942年日本人小林贞一、铃木好一所著"中亚陆相中生代地层及所含化石文献Ⅱ"一文中的伏龙泉组，系指吉林省农安县伏龙泉出露的下白垩统地层。此名由地质部松辽石油普查大队1958年在盆地东部普查时予以修正、沿用。其层位相当于现在嫩江组的三、四、五段。1974年东北三省地层会议决定将伏龙泉组划归嫩江组。

嫩江期是古松辽湖盆第二个扩张期，即极盛期。嫩江组广布全区，仅农安小区局部缺失，现在所见分布边界多为剥蚀残留边界。厚度120～600米。长岭小区最厚，为600米，白城小区最薄，为120米。该组顶部遭受剥蚀，东南隆起区尤甚。与上覆地层为不整合接触。嫩江组化石极为丰富。嫩江组自下而上分为5段：嫩一段（K_1n^1）为暗色泥岩段；嫩二段（K_1n^2）为厚泥岩段；嫩三段（K_1n^3）为砂泥岩反韵律段；嫩四、五段（K_1n^{4+5}）为砂泥岩正韵律段。嫩一段底部油页岩为区域性标志层，嫩一段为生油层，嫩三、四段为黑帝庙油层所在。嫩江组以长岭小区发育齐全，保存最佳。

(1) 嫩一段（K_1n^1） 分布广泛。主要为灰黑色泥页岩和油页岩，下部夹少量灰绿色粉砂质泥岩、粉砂岩。泥岩常含粉末状黄铁矿和菱铁矿结核，具水平层理和微波状层理。产丰富的介形虫、叶肢介和鱼化石等。属较深水湖相沉积。厚度由南向北逐渐增厚，一般为50～80米，最大厚度黑2井103.5米。

(2) 嫩二段（K_1n^2） 分布广泛，岩性稳定，为灰黑、深灰色泥页岩、局部夹薄层泥质粉砂岩、粉砂岩。底部有厚8～15米油页岩，为区域上最重要的标志层。含粉末状黄铁矿及条带状菱铁矿质泥灰岩薄层或结核。盛产介形虫、叶肢介、软体动物化石及鱼化石碎片。属深水较深水湖相沉积。厚度由南向北增厚，一般为150米，最大厚度在大1井203.5米。

(3) 嫩三段（K_1n^3） 分布广泛。为灰绿、黑灰、黑色泥页岩、泥岩及灰白色粉砂岩，常组成三个反韵律。南部黑帝庙—双坨子一带以泥岩为主，夹薄层粉砂质泥岩或泥质粉砂岩，砂岩不发育，呈现两个不明显的反韵律。水平层理及波状层理发育。泥岩含粉末状黄铁矿，夹粉砂质条带及菱铁矿条带。产介形虫、软体动物化石及碳化植物碎片。属动静水浅湖相及较深水湖相沉积。厚度由南（长岭）而北（大安）逐渐增厚，并向长岭—大安的东西两侧逐渐减薄。厚60～90米。

(4) 嫩四段（K_1n^4） 分布广泛，以大安—乾安—华字井一带最发育。为灰黑、灰、灰绿色泥岩、粉砂质泥岩与灰绿色泥质粉砂岩、粉砂岩。边缘地区，棕红色泥岩多位于顶部，灰黑色泥岩多位于下部。泥岩常含砂质团块和黄铁矿晶粒，有时含灰质结核。具水平、波状和斜层理。产介形虫、叶肢介、轮藻、软体动物化石和植物炭化碎片。属动、静水浅湖相沉积。大安—华字井一带厚约200米，孤2井厚达332米。

(5) 嫩五段(K_1n^5) 分布范围较小，以乾安—华字井一带最发育。浅灰、深灰、灰绿色泥岩、粉砂质泥岩与灰绿色、灰白色泥质粉砂岩、细砂岩。呈韵律状互层，夹少量灰黑、棕红色泥岩，化石较少，厚度 100～140 米。

本区嫩江组代表性剖面为大 4 井，现列如下：

大 4 井剖面

上覆地层：上白垩统四方台组

～～～～～～～～～不整合～～～～～～～～～～

嫩五段	179.5m
19.浅灰、灰绿色泥岩、砂质泥岩、泥质粉砂岩、砂岩。	20m
18.棕红、浅灰色泥岩，夹灰白色粉砂岩及浅灰绿、灰绿色泥质粉砂岩、砂质泥岩。	57.5m
17.浅灰色泥岩、浅灰绿色砂质泥岩、泥质粉砂岩与灰绿、灰白色粉砂岩、细砂岩互层。	34.5m
16.浅灰色泥岩夹灰白、浅灰绿色粉砂岩、细砂岩。下部为灰白色粉砂岩。	41m
15.黑灰色泥岩夹薄层灰白、浅灰绿色粉砂岩。	26.5m
———整合———	
嫩四段	238.5m
14.灰绿色泥岩夹粉砂岩、泥质粉砂岩。	13.5m
13.灰、浅灰、黑灰，深灰绿色泥岩、灰绿色砂质泥岩与灰绿色粉、细砂岩互层。	56m
12.灰、浅灰绿、深灰绿色泥岩与灰绿、灰白色泥质粉砂岩、粉砂岩、细砂岩互层。	43m
11.灰绿色砂质泥岩与深灰绿、灰绿色泥岩互层。	30m
10.浅灰绿色粉砂岩、细砂岩、泥质粉砂岩夹泥岩、砂质泥岩。	55m
9.灰、深灰、灰绿色泥岩、砂质泥岩夹浅灰绿色泥质粉砂岩。	41m
———整合———	
嫩三段	103m
8.灰、白色粉细砂岩、灰绿色泥质粉砂岩、灰色泥岩组成反韵律。	35m
7.灰色泥质粉砂岩、灰绿色砂质泥岩及灰黑、灰绿色泥岩组成反韵律。	26m
6.灰白色粉砂岩、灰绿色泥质粉砂岩、砂质泥岩及黑灰、灰色泥岩组成反韵律。	42m
———整合———	
嫩二段	197.5m
5.深灰、黑灰、浅灰色泥岩，夹少量薄层浅灰、灰色砂质泥岩、泥质粉砂岩。含粉末状黄铁矿，产介形虫。	190m
4.褐黑色油页岩。含较多的叶肢介。	7.5m
———整合———	
嫩一段	95m
3.黑灰、灰黑、深灰色泥岩夹薄层黑色微带褐色劣质油页岩和灰色砂质泥岩。	50.5m
2.深灰、黑灰、灰色泥岩、灰褐色劣质油页岩互层，下部夹泥质粉砂岩。	24.5m
1.灰绿、灰、深灰色泥岩夹薄层黑灰色砂质泥岩。	20m
———整合———	

下伏地层：下白垩统姚家组

白城小区的嫩江组西部可达葛根庙一带，区内仅残存嫩四段及其以下各段，分布范围由上而下缩小，岩性横向变化稳定，下部以灰黑色泥页岩和灰绿色泥岩为主，夹粉砂岩或泥质粉砂岩、油页岩，向东夹层增多；向上以灰、灰白色粉砂岩、灰绿色泥岩为主，化石比较丰富，厚度变化较大，一般 120 米左右（南 11 井缺失）。按标准剖面累计最大厚度 321 米，即 $K_1n^1$47 米（白 28 井），$K_1n^2$101.6 米（白 28 井），$K_1n^3$68 米（安 1 井），$K_1n^4$105.5 米（安 1 井）。

嫩江组在农安小区东界大房身——间堡—黑林东一线，青山口、长春岭、四马架—登娄库—三盛五、伏龙泉北、钓鱼台和杨大城子剥蚀或缺失。亦分 5 段，常缺失上部。下部以黑色页岩为主，夹油页岩；上部灰黑、灰绿及棕红色泥岩和砂岩互层。盛产化石，属湖相沉积，横向分布稳定，厚度变化较小，一般为 200～400 米，仅西部与长岭小区接合部位厚度较大，最大厚度在吉 2 井，为 669 米。

嫩江组化石极为丰富。长岭小区产：*Cypridea liaukhenensis* 辽河女星介，*C.* (*Yumenia*) *arca* 弓状玉门女星介，*C.* (*Pseudocypridina*) aff. *globra* 球状假伟星女星介（亲近种），*Candona prona* 斜玻璃介，*Limnocypridea? subscalariformis* 近梯形湖女星介？*Ilyocyprimorpha? netchaevae* 聂氏土形介?*I. inandita* 超凡土形介，*Timiriasevia* sp. 季米利亚介，*Candoniella* sp. 小玻璃介。在南 47 井相当于本组产瓣鳃类：*Brachidontes sinensis* 中华短齿蛤，*Cuneopsis sakaii* 酒井氏楔蚌，*Fulpioides orientalis* 东方类傅蚬，*Musculus manchuricus* 满洲二区肋蛤，*Sphaerium fulungchuancuse* 伏龙泉球蚬。

农安小区扶 8 井嫩一段产介形虫：*Cypridea* aff. *acclinia* 斜女星介（亲近种），*C.* aff. *tera* 圆女星介（亲近种），*C.* aff. *triangula* 三角女星介（亲近种），*C.* (*Cypridea*) *subvaldensis* 近瓦尔德女星介，*Lycopterocypris* sp. 狼星介。鱼：*Sungarichthys longicephalus* 长头松花鱼。爬行类：*Parauigator sungaricus* 松花江付鳄。吉 15 井嫩二段产瓣鳃类：*Fulpioides orientalis* 东方类傅蚬，*Musculus manchuricus* 满洲二区肋蛤，*M.subrotundas* 近圆二区肋蛤。介形虫：*Cypridea liaukhenensis* 辽河女星介，*C.accepta* 惬意女星介，*Ilyocyprimorpha?portentosa.* 非凡土形介?*Limnocypridea sunliaonensis* 松辽湖女星介。吉 15 井嫩三段产介形虫：*Cypridea spongvosa* 蜂窝状女星介，*Harbinia lauta* 美丽哈尔滨介，*Ilyocyprimorpha inandita* 超凡土形介，*Cypridea* (*Pseudocypridina*) *magna* 高大假伟星女星介。吉 15 井嫩四段产介形虫：*Cypridea spongvosa* 蜂窝状女星介，*Candoniella* sp. 小玻璃介。

白城小区白 28 井嫩二段产：*Calesthentes sertus* 花环美丽瘤模叶肢介，*Estherites* cf. *mitsuishii* 三石膜瘤叶肢介（相似种），*E.septentrionalis* 北方瘤膜叶肢介，*Glyptostracus* sp. 雕壳叶肢介，*Dimorphostracus* sp. 两形壳叶肢介。白 35 井嫩二段产：*Ilyocyprimorpha inandita* 超凡土形介，*Cypridea liaukhenensis* 辽河女星介，*Limnocypridea* sp. 湖女星介，*C.ordinata* 规则女星介，*Limnocypridea sunliaonensis* 松辽湖女星介，白 28 井嫩一段产：*Cypridea gunsulinensis* 公主岭女星介，*C.acclinia* 斜女星介，*C.gracila* 规正女星介，*Lycopterocypris?cuneata* 楔形狼星介?,*L.?multifera* 粗野狼星介?*Advenocypris deltoideus* 三角外星介，*Cypridea* sp. 女星介，叶肢介：*Ellipsograpta subelliptica* 次椭圆形椭圆叶肢介，*Pseudocyclograpta* aff. *convexa* 鼓涨假圆叶肢介（亲近种），*Brachygrapta* cf. *nengkiangensis* 嫩江短背雕饰叶肢介（相似种），*Rhombograpta?*cf. *quadrata* 方形斜方叶肢介（相似种）。

(二) 上白垩统 (K_2)

上白垩统属于松辽湖盆发育的萎缩时期的产物，其沉积中心明显向西偏移。地层划分为四方台、明水两组3段（参见图2-3-1），主要分布在长岭小区及白城小区，农安小区缺失本统。

1.四方台组 (K_2s)

1937年由日本人郝仁基（Horinchi）创建四方台组，标准剖面在黑龙江省四方台。1958年为地质部松辽石油普查大队沿用（代号Cre），但其范围较广，其Cre_1相当于现在的四方台组，其Cre_2和Cre_3相当于现在的明水组。

四方台组在长岭小区分布广泛，在乾安—黑帝庙一带最发育，东部在四克吉—八郎—孤店—大老爷府一线宽约20公里的狭地带，受不同程度的剥蚀。岩性为灰、灰绿色和棕红色泥岩、泥质粉砂岩与灰白色、灰绿色泥质粉砂岩、粉砂岩、细砂岩组成韵律层。局部夹砂砾岩，含黄铁矿及钙质结核。岩层具交错层理和斜层理。产介形虫、叶肢介、轮藻和底栖动物化石，为浅湖沉积。两家车站—黑帝庙以东以砾岩、砂砾岩为主，夹少量棕红色泥岩，化石减少，即属滨湖相。地层厚度200～413米，与下伏下白垩统为平行不整合或整合接触，标准剖面在黑2井，厚度394米。

上覆地层：上白垩统明水组

———整合———

4.灰、深灰色泥岩，夹棕红色、灰绿色泥岩、灰色粉砂岩、细砂岩。 112.5m

3.灰白、浅灰、灰绿色粉砂岩、细砂岩，夹深灰、棕红、灰绿色泥岩、砂质泥岩和浅灰色薄层泥质粉砂岩。 117.5m

2.灰、深灰、灰绿和棕红色泥岩夹薄层灰白色粉砂岩、细砂岩、泥质粉砂岩。 53.5m

1.浅灰、灰白色细砂岩，夹灰、深灰、棕红和灰绿色泥岩。 110.5m

～～～～～～不整合～～～～～～

下伏地层：下白垩统嫩江组

四方台组在白城小区沿镇南—套堡—兴隆一线的条状分布，地层厚度80～150米，且顶部受到后期剥蚀。岩性为灰绿、灰黑色及少量棕红色泥岩，灰色泥质粉砂岩组成正旋回。舍力以西为缓岸湖滨含砾砂岩、粉细砂岩相，南部发育有较多的棕红色砂质泥岩、泥质砂岩和泥砾岩。产介形虫、叶肢介，轮藻和底栖动物化石。厚度由西向东逐渐增厚，一般为80～150米。与下伏地层不整合接触。

松辽盆地自四方台组沉积时期开始，进入晚期发育阶段，生物属种相应出现衰退、更新现象。化石种属单调，数量变少，以介形虫、轮藻、瓣鳃和腹足类为主，叶肢介只有少量分现。其中介形虫面貌变化尤甚，出现小玻璃虫属（*Candonilla*）、轮藻、宽轮藻等新属种(详见本章第五节)。

本组产：*Cypridea amoena* 愉快女星介，*Timiliasevia* cf. *kaitunensis* 开通季米利亚介(相似种)，*Kaitunia* cf. *implata* 起伏开通介（相似种），*Sunliavia* ex gr. *tumida* 膨胀松辽介（类群种），*Pseudohyria aralia* 威海假嬉蚌，*P.* aff. *gobiensis* 戈壁假嬉蚌（亲近种），*Obtusochara* sp. 钝头轮藻，*Cypridea amoena* 愉快女星介，*Cypridea tera* 圆女星介，*C.apiculata* 小尖女星介，*C.cavernosa* 穴状女星介，*Timiriasevia kaitunensis* 开通季米利亚介，*Lycopterocypris cuneata* 楔形狼星介，*Candoniella* sp. 小玻璃介(未定种)，

Pseudohyria cardiiformis 乌蛤形假嬉蚌，*P.obliqua* 斜假嬉蚌，*Obtusochara* sp. 钝头轮藻。

2.明水组（K_2m）

明水组由石油工业部松辽石油勘探局综合研究大队于1960年正式命名。1961年，该局勘探指挥部在泰康召开第一次会议，修改了原来的涵义，将原克山组划入明水组，沿用迄今。明水组地表主要出露在黑龙江省克音河西岸，明水、克来冲沟。该组在盆地南部分布与四方台组大体一致，以长岭小区发育较好，农安小区仍然缺失。

明水组划分为两段，与下伏四方台组呈平行不整合接触。

(1) 明一段（K_2m^1） 灰绿色泥岩、粉砂质泥岩夹棕红色、灰绿色砂岩。中、上部夹两层黑色泥岩（厚度2～9米），均为区域性标志。砂岩成分复杂，层理类型较多。产介形虫、软体动物、轮藻和植物化石。

(2) 明二段（K_2m^2） 由灰棕、灰绿、灰白色和棕红色等杂色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩组成韵律状互层，中段砂岩较多，局部夹钙质砂岩及泥砾岩。棕红色泥岩为地区性标志层。

明水组厚度变化较大，但总的趋势为南厚北薄，其K_2m^1段变化在250～150米之间，K_2m^2变化在350～160米之间。在长岭、黑帝庙全组厚达617米。代表性剖面为黑2井，厚度597.5米：

黑2井剖面

上覆地层：中新统大安组

～～～～～～不整合～～～～～～

二段	354.5m
5.棕红色泥岩夹砂质泥岩。	94m
4.浅灰色粉砂岩、细砂岩、泥质粉砂岩与灰绿、棕红色泥岩互层。	174m
3.灰、灰绿色泥岩，夹浅灰色粉砂岩、细砂岩、棕红色泥岩。	86.5m
一段	243m
2.灰绿、灰、棕红色相间的泥岩，夹薄层棕红色砂质泥岩、浅灰色粉砂岩、泥质粉砂岩，顶部见一层灰黑色泥岩，为区域标志层。	116m
1.以灰、棕红、灰绿色泥岩为主，底部夹灰白色粉细砂岩，顶部见一层深灰色泥岩，为区域标志层。	127m

————整合————

下伏地层：上白垩统四方台组

明水组在西部白城小区镇来—舍力—勿兰花—太平川—架马吐一线以东，宽一二十公里的南北向狭长地带缺失第二段，该线以西广大地区全部缺失。区内明二段（K_2m^2）为灰绿、棕红色泥岩、泥砾岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩和粉砂岩的韵律层。明一段（K_2m^1），以灰绿、棕红、灰紫色泥岩、粉砂质泥岩为主，夹粉砂岩、细砂岩、泥砾岩。上部有两层黑色泥页岩，为区域标志层。本组产介形虫、螺、蚌、轮藻化石及植物化石碎片。厚度由西向东逐渐增厚，一般为一二百米。与下伏四方台组呈整合接触。代表性剖面为安1井，厚度261米。

该井产介形类：*Cypridea amoena* 愉快女星介，*Cypridea* cf. *spinosa* 多刺女星介（相似种），*C.* aff. *acclinia* 斜女星介（亲近种），*Timiliasevia kaitunensis* 开通季米利亚介，*T.* cf. *polymorpha* 多形季米利亚介（相似种），*T.principalis* 原始季米利亚介，*Ziziphocypris* ex gr. *simakovi* 西氏枣星介（类群种），*Lycopterocypris* aff. *infantilis* 小狼星介（亲近种），*Candona* aff. *prona* 斜玻璃介，*Candoniella suzini* 苏氏小玻璃介，*Candona* sp. 玻璃介。瓣鳃类：*Plicatounio*（*Plicatounio*）*equiplicatus* 等褶褶珠蚌（褶珠蚌）。

另外，在南47井相当于本组产瓣鳃类：*Protelliptio*（*Plesielliptio*）*sungarianus* 松花江先椭圆蚌（近椭圆蚌），*Sphaerium rectiglobosum* 横球形球蚬，*Cuneopsis sakaii* 酒井氏楔蚌，*Pseudohyria* aff. *gobiensis* 戈壁假嬉蚌（亲近种），*Fulpioides* sp. 类傅蚬。白23井产：*Atopochara* cf. *trivolvis* 三褶奇异轮藻（相似种），*Obtusochara* sp. 钝头轮藻，*Chara* sp. 轮藻。白35井产介形虫：*Cypridea amoena* 愉快女星介，*C.ovata* 卵形女星介，*C.targida* 膨胀女星介，*C.apiculata* 小尖女星介，*C.cavernosa* 穴状女星介，*Lycopterocypris angulata* 棱角状狼星介，*L.cuneata* 楔形狼星介，*Timiriasevia* cf. *kaitunensis* 开通季米利亚介，*Ziziphocypris simakovi* 西氏枣星介，*Candoniella* sp. 小玻璃介，*Candona* sp. 玻璃介，*Cyclocypris* sp. 球星介。南10井产瓣鳃类：*Cuneopsis sakaii* 酒井氏楔蚌，*Sphaerium* ex gr. *wangshense* 王氏球蚬（类群种）。白6井产轮藻：*Latochara* sp. 宽轮藻，*Obtusochara* sp. 钝头轮藻，*Tectochara?*sp. 有盖轮藻?*Tolypella* sp. 鸟巢轮藻。

第四节 新 生 界

一、第三系（R）

农安小区的西部和长岭小区，白城小区均有第三系分布，但仅见上统，自下而上分为大安组（Nd）、泰康组（Nt）和玄武岩层（βN_2），后者仅限农安小区的局部地段。上述各组间及该系与上下层之间皆为角度不整合或平行不整合关系。

（一）大安组（Nd）

该组在长岭小区发育较全，但分布范围较小，东部边界的中、南部界线在木头—长岭一带，查干泡地区局部缺失。顶部灰白、灰绿、黄灰色泥岩、泥质粉砂岩、上、中部黑、深灰色泥质页岩，下部砂砾岩，组成顶部稍粗，上、中部细，下部粗的韵律层。岩性横向比较稳定。厚度变化较大，一般为30～40米，南薄北厚，大安一带最大厚度123.5米，时代大致相当于中新统。代表性剖面为大4井，厚度85.5米：

上覆地层：上新统泰康组

————假整合————

2.浅灰带黄色、浅灰色泥岩．成岩差．　　53.5m

1.灰白色砂砾岩夹浅灰黄色泥岩。砂砾岩成岩不好，以石英为主。　　32m

～～～～～～～～～～不整合～～～～～～～～～～～～～

下伏地层：上白垩统明水组

（二）泰康组（Nt）

泰康组分布全区，为灰绿、黄绿色泥岩，砂质泥岩、砂岩、砂砾岩和砂岩。下粗上细，

成岩程度低。黑 4 井见 17.93 米厚度的质地不纯的白色硅藻土，土质微密，性脆，断口不平。本组产植物化石碎片和软体动物化石，厚度一般为 100 米左右。代表剖面是大 4 井，厚约 85.5 米。

大 4 井剖面

上覆地层：第四系

～～～～～～～～不整合～～～～～～～～～

3.浅灰微带绿色泥岩，成岩差。	7.5m
2.灰白色厚层砂岩夹浅灰色薄层泥岩。	63.5m
1.灰白色砂砾岩。成分以石英为主，多呈半棱角状，砾径 1-3μm，个别达 1.2cm。	14.5m

——————假整合——————

下伏地层：中新统大安组

本组时代大致相当于上新统。

第三系在农安小区仅分布在西北部的长春岭—扶余—木兴一线以西，以新庙地区最发育。其中大安组上部为泥岩，下部为砂岩、砂砾岩。厚度变化较大，四马架、扶余地区为 30～50 米。代表性剖面吉 15 井，最大厚度为 111.5 米。泰康组主要为黄褐、灰绿色泥岩、砂质泥岩及砾岩，厚度 0～165 米。标准剖面为吉 15 井，厚度为 53 米。

另外，农安小区的范家屯、双辽哈巴山、敖包山、孛孛山、玻璃山等地地表出露玄武岩，前人称为晚第三纪产物，取代号 βN_2。

第三系在白城小区主要分布在南部，而在长白铁路套堡车站南北两侧的平安、四棵树、边昭一带大面积缺失。厚度一般为 60～80 米。岩性上部主要为灰色、灰绿色泥页岩，下部为砂砾岩，代表性剖面为安 3 井及大安县来福屯 ZK103 井，厚度分别为 63 米和 98.1 米。

第三系仅于长岭小区北 12 井的泰康组发现少许化石：*Candoniella* aff. *suzini* 苏氏小玻璃介（亲近种），*Eucypris* aff. *privis* 独特真星介（亲近种），*E.* cf. *stagnalis* 沼真星介（相似种），*Ilyocypris* aff. *venustus* 风雅土星介（亲近种）。

二、第四系

盆地内第四系分布广泛，出露齐全。哺乳动物化石丰富，研究程度较高，是天山—兴安岭区的第四系标准地区。西部沉积较厚，地层较全。最大厚度 143 米；东部沉积较薄，仅数 10 米。岩性上部为黑色腐殖土，黄土和松砂层；下部为灰褐色、黑色粘土层，底部为灰白、黄灰色砂层和砂砾层。

此外，盆地南部双辽和北部五大莲池一带有第四纪以至近代火山喷发玄武岩流。到目前为止，松辽盆地内的第四系尚未见到油气显示及油气生成的依据。故本文不予详述。

第五节　地层划分及时代

石油地质勘探地层研究最重要的工作，是划分地层单元、确定地层层序、建立对比关系。相对而言，地层时代归属的研究则居次要地位。确定地层时代要积累大量资料，需要较长的研究过程，所以这项任务往往在勘探的后期才能解决。

由于松辽盆地内部中、新生代各层组揭露程度的不同和与生产实践关系的疏密差异，在

划分方法的使用和时代归属的探讨上也存在着较大的差距。一般来说，泉二段以下的所谓深层和明水组以上的所谓浅层（第三系），地层研究较粗，其研究水平与泉三段—明水组研究的初期阶段十分相似。特别是侏罗系，基本上处于与盆地外围类比的分层阶段，确切的时代归属的讨论尚未真正的展开。

下白垩统中、上部则完全相反，自 1961 年松辽石油勘探局综合研究队根据介形虫类化石的研究，将原来的克山组划归明二段以后，已经完成了组段划分的研究。其划分依据是沉积岩颜色、结构、构造、沉积旋回、标志层、化石组合以及钻井电测曲线和地震反射界面等项资料的深入研究。目前划分的 7 组 21 段及其排列层序已为广大地质、古生物工作者所公认。

但是，在时代归属问题上，意见尚不统一，有的甚至分歧较大。主要表现在四方台组、明水组及登娄库组的归属（即白垩系顶底界）问题以及白垩系分统和统界问题两方面。

一、侏罗系的划分

松辽盆地南部的侏罗系最早发现于 1961 年。当年，地质部二普在白城小区的白 58、62、63 等井相继见到松花江群以下的紫灰色、灰色火山碎屑岩及凝灰岩。由于其位于灰黑色含煤泥页岩系之上，估计可能相当于上兴安岭火山岩组。1962 年，石油工业部松辽石油勘探局在农安小区的万 1 井及青 8 井的泉头组以下发现火山碎屑岩及流纹岩，确定为侏罗系。1965 年，石油工业部在长岭小区北段的松基 6 井 4188 米（登娄库组）以下钻入侏罗系，初步定为侏罗系的上火山岩系。这样，结合地震及物探资料的分析，证实了“盆地内是有侏罗系广泛发育的，其特征应与盆地外围者类似”● 的推断。该系在地震剖面上位于 T_4～T_5 之间，在平面上分布于孤立的断陷之中。但是，上述发现毕竟是零星的。查阅当时的资料，其命名及层位划分均不甚一致，特别东西两区对比没有明确意见。

1978 年出版的《东北地区区域地层表（吉林省部分）》，根据已见的地层岩性、化石，作了如下划分（表 2–3–12）：

表 2–3–12　侏罗系划分表

<table>
<tr><th>统</th><th>白城小区
（盆地内）</th><th>农安小区
（盆地外）</th></tr>
<tr><td rowspan="4">上
统</td><td rowspan="2">高平山组（J_3g）</td><td>营城组（J_3y）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">沙河子组（J_3s）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">洮南组（J_3tn）</td></tr>
<tr><td>火石岭组（J_3h）</td></tr>
<tr><td>中
统</td><td>白城子组（J_3b）</td><td></td></tr>
</table>

●引自1965年松基6井完井报告。

1978年和1983年，吉林省石油管理局分别在农安小区的农15井和德深1井发现侏罗系，并提出如下的划分意见（表2−3−13），其依据有4: ①上述三口井共发现4个岩性段，即万1井的上火成岩段，德深1和农15井的含煤泥岩段及下火成岩段和德深1井的下泥岩段，这4个岩性段的前三者与外围的营城、沙河子和火石岭组岩性及层序均可对比。②利

表2−3−13 农安小区侏罗系层序表

时代	层序＼资料来源	农15	德深1	万1	地震界面
晚侏罗世(J_3)	营城组(J_3y)			上火成岩段	
					T_{J1}
	沙河子组(J_3s)	含煤段	含煤段		
					T_{J2}
	火石岭组(J_3h)	下火成岩段	下火成岩段		
					T_{J3}
中侏罗世(J_2)			下泥岩段		

用三组所产化石与井内孢粉具同时性，其中营城组产 *Arctopteris rarinervis* 稀脉北极蕨，*Cladophlebis* sp. 枝脉蕨，*Neozamites* cf. *verchojianensis* 维尔霍扬新似查米亚（相似种），*Pterophyllum* sp. 侧羽叶，*Taeniopteris* sp. 带羊齿，*Elatocladus* sp. 枞型枝，*Nilssonia nipponesis* 日本尼尔桑，*Ginkgoites sibiricus* 西伯利亚似银杏。介形类化石：*Triangulicypris* ex gr. *torsuosus* 外凸三角星介（类群种），*Cypridea* sp. 女星介。营城子组产：*Lycopodites* sp. 似石松，*Equisetites* sp. 似木贼，*Elatocladus* sp. 枞型枝。真蕨类：*Coniopteris burejensis* 布列亚锥叶蕨，*C. heeriana* 海尔锥叶蕨，*C. onychioides* 拟金粉蕨型锥叶蕨。苏铁类：*Nilssonia sinensis* 中国尼尔桑，*N. pterophylloides* 侧羽叶型尼尔桑。银杏类：*Ginkgo digitata* 指状银杏，*G.* cf. *huttoni* 胡顿银杏（相似种），*Ginkgoites orientalis* 东方似银杏，*Baiera manchurica* 满洲拜拉，*B.concinna* 优雅拜拉，*B.minima* 最小拜拉，*B.* cf. *kidoi* 木户拜拉（相似种），*B.gracilis* 纤细拜拉。松柏类：*Elatocladus manchurica* 满洲枞型枝，*Podozamites lanceolatus* 披针苏铁杉，*E.submanchurica* 亚满洲枞型枝，*Sphenolepis kurriana* 顾氏楔鳞杉，*Pityophyllum staratschini* 史塔拉脱希松型叶。鱼类：*Lycoptera* sp. 狼鳍鱼。瓣鳃类：*Ferganoconcha* cf. *sibirica* 西伯利亚费尔干蚌（相似种），*F.anodontoides* 无齿蚌型费尔干蚌，*F.* cf. *subcentralis* 近中费尔干蚌（相似种），*F.*ex gr. *curta* 短费尔干蚌（类群种）。火石岭组产：*Nilssonia sinensis* 中国尼尔桑，*Pterophyllum* sp. 侧羽叶，*Ginkgoites* sp. 似银杏，*Elatocladus manchurica* 满洲枞型枝。这些晚侏罗世的化石和盆内的孢粉化石时代可以对比。③上述3口探井所在地区（德惠断陷）的侏罗系存在3个内幕反射层（T_4~T_5间）。其所限层位可与4个岩性段对比（表2−3−13），这3个界面与T_4、T_5均为角度不整合接触；④

吉林省地质研究所于下泥岩段（3326 米）作全岩钾氩法测出同位素年龄为 171 百万年，该段所产孢粉化石中裸子植物的占 97%，故可能为中侏罗系地层。

依上述化石确定营城—火石岭组为晚侏罗世是妥切的，但在盆地内尚未发现同类化石，仅以孢粉化石与之对照，其可靠性较差。

西部白城小区以白 58、62、63 等井为代表的地层，最初定为侏罗系，其依据是：①沉积过程中有火山活动；②它的古生物组合以植物和鱼类为主（见本章第二节）；③与松花江群之间存在风化壳，而且其上、下地层产状差异较大。应该说，这些依据在区域上是比较可靠的。但在区内毕竟未能见到标准化石，而仅仅依据“未见三叠纪、早侏罗世和早白垩世标准化石”而认为“当属中、晚侏罗世”（《东北地区区域地层表（吉林省部分）》初稿，1976）。

所以，有关侏罗系的研究尚有待深化，特别是 1983 年深层勘探在德惠、梨树地区开展顺利的形势下，这个问题显得十分迫切。

二、白垩系的顶底界及其划分

（一）松花江群时代归属问题

一般地讲，松花江群归为白垩系。“松花江群”一名系日本人内野敏夫与酒井湛一于 1937 年建立（1958 年改为松花江系，1963 年改现名），标准剖面在吉林省德惠县第二松花江铁桥南岸，当时命名为“松花江统”。其层位相当于现在的姚家组和嫩江组的下部。1942 年，日本人小林贞一和木铃好一将其范围扩大，包括了泉头组—嫩江组之间的全部地层，并综合考虑了各类化石的研究成果，定其时代为中、晚白垩世。

1958 年，地质部松辽石油普查大队将松花江群改称“松花江系”。将泉头组—嫩江组归为下部，四方台组（包括今明水组）归为上部，时代分别定为早白垩世和晚白垩世。这个方案很快为大庆和吉林两油田所接受。

1962 年，顾知微在其所著《中国的侏罗系和白垩系》一书中，将登娄库—姚家组称为泉头群（原泉头层称纪家岭组），嫩江—四方台组称为松花江群，前者划为下白垩统，后者划为上白垩统。1963 年，地质部二普改松花江系为松花江群，将其下界下延，包括了登娄库组，称其为松花江群下部，将泉头组—嫩江组称为松花江群上部，分别划归下白垩统和上白垩统，而将四方台组划入第三系。

稍后，大庆油田研究院将登娄库组称为松花江群下部，泉头—嫩江组称为中部，四方台组和明水组称为上部，即在层段划分上与二普的意见相似，但在时代归属上与后者不同，认为这三部分分别属于早、中、晚白垩世，这就是三分白垩系意见的起源。

除此之外，不同学者从不同古生物角度出发，对各组段的时代划分表现出较大的分歧（见表 2−3−14）。

上述分歧的原因较多，但主要是古生物研究的侧重不同和实际资料掌握程度的差异所致，其中动、植物之间划分的矛盾尤为突出。大庆油田研究院从综合研究各种古生物化石特征中得出自己的结论，将松花江群划为白垩系，其顶界在明水组顶、底界在登娄库组底，共分上下两统，统界在嫩江—四方台组之间。这样，全部问题的实质就变成了明水、四方台及登娄库组时代归属的问题。

（二）四方台组、明水组时代的确定

1965 年，地质部二普在“松辽盆地石油地质”中，曾将明水、四方台组划归为下第三系。他们当时主要依据下伏地层的时代接触关系和沉积旋回来推论的，化石依据强调了介形虫类化石组合中出现的第三纪常见的 *Candona* 玻璃介和 *Candoniella* 小玻璃介。

表2-3-14 松辽盆地松花江群时代问题意见表

<table>
<tr><th rowspan="3">时代意见 / 地层 / 化石分类</th><th colspan="6">松花江群</th><th rowspan="3">主要理由</th><th rowspan="3">备注</th></tr>
<tr><th colspan="2">上部</th><th colspan="4">中部</th><th>下部</th></tr>
<tr><th>明水组</th><th>四方台组</th><th>嫩江组(伏龙泉组)</th><th>姚家组</th><th>青山口组</th><th>泉头组</th><th>登娄库组</th></tr>
<tr><td>介形虫
(北京、大庆石油研究院，地矿部地科院)</td><td colspan="2">K_2</td><td colspan="4">K_1</td><td></td><td>1.泉头—伏龙泉组[①]以女星介为主，此属在世界上以白垩纪早期为最繁盛；2.四方台组及明水组女星介衰退，兴起了圆星介及玻璃介属，所产的愉快女星介、开通圆星介、隆起女星介、穴状女星介同山东白垩纪晚期王氏群可以对比</td><td></td></tr>
<tr><td>瓣鳃类
(顾知微)</td><td colspan="3">K_2</td><td colspan="3">K_1</td><td></td><td>1.泉头、青山口、姚家组中见到日本、朝鲜等地白垩纪早期的化石：洛东褶珠蚌比较种、宽褶褶珠蚌比较种、延吉球蚬比较种；2.伏龙泉组中上述种属灭绝，出现一套以二区肋蛤类副蚬、短齿蛤为主的生物群。生物发育上是一个大界线，应属白垩纪晚期；3.四方台及明水组中见山东球蚬、鸟哈型及戈壁型假嬉神蚌，可同山东王氏群对比</td><td></td></tr>
<tr><td>腹足类
(余 汶)</td><td colspan="3">K_2</td><td colspan="4"></td><td>1.格氏环棱螺产于伏龙泉组，为蒙古白垩纪晚期产物，同鸭嘴龙共生；2.格氏田螺产于伏龙泉组中，它是蒙古晚白垩世的达罕苏层中的产物；3.中垩煞螺和平滑螺为北美加拿大晚白垩世的产物</td><td></td></tr>
<tr><td>孢子花粉
(地矿部地科院，大庆石油研究院)</td><td colspan="4">K_2</td><td colspan="3">K_1</td><td>1.泉头组、青山口组的孢粉以蕨类和裸子占多数，属阿尔必到土伦期，故放入早白垩世晚期为好；2.伏龙泉组中被子植物增多11～32.5%。一般在晚白垩世中发育的三突粉、鹰型粉增加；3.四方台及明水组中为鹰型粉的极盛时期，被子植物占10～50%，属马阿斯特里期—达宁期</td><td>本意见为最新意见，原来意见是白垩系上下统界线放在姚家组与伏龙泉组之间</td></tr>
<tr><td>叶肢介
(张文堂、陈丕基)</td><td colspan="6">K_2</td><td>当本层K_1延吉大砬子组相</td><td>1.从东北白垩纪叶肢介发育演化特点看有两个系统；一是延吉大砬子等属直线叶肢介系统为早白垩世，而松花江群中的叶肢介动物群为另一发育系统，故划入晚白垩世；2.古脊椎、古植物等化石都有划入晚白垩世趋势</td><td></td></tr>
<tr><td>鱼
(刘宪亭)</td><td colspan="2"></td><td>K_2</td><td></td><td>K_2</td><td colspan="2"></td><td>在伏龙泉组、青山口组中见到较满洲鱼为新的长头松花江鱼为晚白垩世</td><td></td></tr>
<tr><td>爬行类
(杨钟健)</td><td colspan="2"></td><td>K_2</td><td></td><td>K_2</td><td colspan="2"></td><td>青山口吉林蜥蜴与一些产于下白垩统的蜥蜴类相比有很大区别，较为进步，所以当作上白垩统产物或者更好些</td><td></td></tr>
</table>

续表

时代意见 / 地层 / 化石分类	松花江群							主要理由	备注
	上部		中部				下部		
	明水组	四方台组	嫩江组（伏龙泉组）	姚家组	青山口组	泉头组	登娄库组		
植物（李星学等）	//////	//////	K_2			//////	//////	1.见小叶菱?（*Trapa? microphylla*）是北美晚白垩世的标准分子；2.被子植物多，一般为晚白垩世；3.也不会晚于白垩纪，因被子植物叶子还不大，叶脉还不清楚	郭双兴认为可属早白垩世晚期或晚白垩世早期
地质部第二石油普查大队	E		K_2				K_1	1.标准的早白垩世化石均未见到（满州鱼、鳞鲍类等）；2.未见叶肢介动物群；3.介形类与蒙古准巴音作对比，但后者本身时代未定；4.按植物泉头组一伏龙泉组为晚白垩世；脊椎动物也为晚白垩世；5.四方台及明水组的生物群同嫩江组差别大，并见第三纪分子，岩性也有差别	
三分者意见	K_3		K_2				K_1	1.登娄库组、泉头一伏龙泉组、四方台及明水组，岩性上明显三分；2.从生物群上看，登娄库组少，泉头一伏龙泉组在 $K_1 \sim K_2$ 为混生，为阿尔必一土伦期相当于中白垩世，没有肯定的早白垩世化石；四方台及明水组以晚白垩世末期分子为主，同其他盆地可对比，故不能放入老第三纪而是晚白垩世；3.接触关系也为三个间断关系，可以区分	
本文	K_2		K_1					1.同意介形类研究者所述理由；2.被子植物化石并非始于晚白垩世，而从世界分布看应始于早白垩世，我国东北有三个以上早白垩世被子植物产地；3.伏龙泉组中采得 *Coniopferis saporfana*、*Pecopferie? spindet*，并见到蚌壳蕨科（Dicroniaceae）化石，其时代应属早白垩世；4.地层上有明显的不整合接触关系的不是姚家组顶面，而是伏龙泉组顶面	

① 表中伏龙泉组即嫩江组。

1975年，大庆油田研究院在"黑龙江省白垩系地层划分对比"一文中认为：这两组的时代都是属于晚白垩世。其化石依据如下：

1）介形类：四方台组主要见：*Cypridea amoena* 愉快女星介，*C.* aff. *cavernosa* 穴状女星介亲近种，*Lycopterocypris cuneata* 楔形狼星介，*L.crossta* 带边狼星介，*Candona diclivis* 倾斜玻璃介，*Mangolianella?ampla* 大蒙古介。明水组主要见：*Cypridea amoena* 愉快女星介，*C.myriotuberculata* 多细瘤女星介，*C.altilis* 扁平女星介，

C.turgida 隆起女星介，*Cyclocypris deformata* 奇特球星介，*Candoniella* sp. 小玻璃介等。

从以上化石可以看出，四方台组和明水组的介形虫组合是以愉快女星介为主。伴生有少量的狼星介、蒙古介、玻璃介和小玻璃介等，这个组合面貌代表了我国东部晚白垩世介形类动物群。中科院南京地质古生物研究所称其为以 *Cristocypridea* 冠状女星介为代表的晚白垩世介形类组合，它与蒙古人民共和国的沙音山德组的介形虫很相似，与我国山东王氏群的介形虫也可对比。因此，我国介形类工作者均认其时代为晚白垩世。值得注意的是，在国内第三纪地层均见到的 *Ilyocypris* 土星介，至今未在四方台组和明水组发现。而据文献记载女星介属没有或很少在第三纪地层中出现，这就说明这套地层不可能属于老第三纪。玻璃介虽然主要是一个从第三纪延至现在的属，但其先驱在早白垩世就已经出现。如英格兰的韦尔登群、德国阿尔必期的陆相地层都含有玻璃介化石。在加拿大阿尔伯达州陆相下白垩统上部和美国怀俄明州陆相上白垩统中，均有玻璃介发现。玻璃介化石在松辽盆地的泉头组至伏龙泉组地层中也都有发现。

2）瓣鳃类：松辽盆地瓣鳃类化石比较丰富。目前，各种报告中引用的化石多为顾知微1961年以前的鉴定结果。由于化石名称后来改动较大，因此各种报告中引用的名称不大一致。1975年初，顾知微给大庆油田寄来松辽盆地瓣鳃类化石名称对照表。他们以《中国瓣鳃类化石》一书的名称为准，有变动者全部改为新的名称。

四方台组和明水组见到的瓣鳃类化石主要有：*Pseudohyria* aff. *gobiensis* 戈壁假嬉蚌（亲近种），*P.cordiifermis* 鸟蛤形假嬉蚌，*P.obliqua* 斜假嬉蚌，*Pseudohyria aralica* 咸海假嬉蚌，*P.songhaensis* 松花假嬉蚌，*Protelliptio*（*Plesielliptio*）*sungarinus* 松花江先椭圆蚌（近椭圆蚌），*Cuneopsis sakaii* 宽矛楔蚌，*Margarififera antiqua* 古珍珠蚌，*Sphaerium rectiglobosum* 横球形球蚬，*S.shantungensis* 山东球蚬。

上述化石的时代，过去顾知微作过专门的论述，1975年，他称为 *Pseudehyria gobiensis-Protelliptio*（*Plesiellitio*）*sungarinus* 戈壁假嬉蚌—松花江先椭圆蚌（近椭圆蚌）群，代表我国晚白垩世瓣鳃类动物群。这个动物群中，有一些种可以与国内外晚白垩世瓣鳃类化石进行对比，如 *Pseudohyria gobiensis* 也见于蒙古人民共和国上白垩统，*Sphaerium shantungensis* 也产自我国山东的王氏群。

3）腹足类：四方台组和明水组见到的腹足类化石主要有：*Viviparus grangeri* 格氏田螺、*Mesolanistes planorbiformis* 扁卷螺型中恶煞螺、*Valvata sungariana* 松花江盘螺、*Truncatella maxima* 大型截螺、*Physa kuhuensis* 库湖膀胱螺。

上述化石中的 *Viviparus grangeri* 最初发现于蒙古人民共和国东戈壁盆地上白垩统 *Dohoin usu* 层中。*Mesolanistes* 属多见于美国西部和加拿大阿尔伯达地区的上白垩统中。因此，中国科学院南京地质古生物研究所的腹足类研究者也认为四方台组和明水组的时代应为晚白垩世。

4）孢粉组合：在四方台组和明水组的孢粉组合中，被子植物花粉占主导地位。反映了晚白垩世晚期的植被面貌。在这个组合中出现了较多的 *Aquilapollenites* 鹰粉型花粉，*Wedehouseia* 沃氏粉和 *Betpakdalina* 别特帕克达拉粉。

鹰粉型花粉主要见到以下几属：*Aquilapollenites* 鹰粉属、*Triprojectus* 三突起粉属、*Parviprojectus* 小突起粉属、*Mancicorpus* 一面体粉属等。

这些花粉均繁盛于北美、西西伯利亚和远东等地晚白垩世赛诺期—达宁期地层中。根据

鹰粉型花粉的分析，明水组第一段相当于北美和远东一带马斯特里赫特期的地层。因此，白垩系的上限放在明水组的顶部是可以的。

5）其他化石：明水组发现了较多的 *Bairdestheria* (?) *distincta* 特殊柏氏叶肢介，其时代应为晚白垩世；四方台组见到较多的轮藻化石，如 *Sphearochara* 球状轮藻属，*Obtusochara cylindria* 圆筒钝头轮藻，*Atopochara trivolvis* 三褶奇异轮藻，当时，鉴定其时代为早白垩世；但也不完全排除属于晚白垩世的可能。

综合上述情况，可以清楚地看到四方台组和明水组的生物化石多数是晚白垩世的。根据明水组中顶部孢粉化石的分析，以及介形类化石的对比并且产有恐龙化石的沙音山德组和白云西润组的时代限制，松辽盆地白垩系的上限划在明水组的顶部理由是比较充分的，相当于赛诺晚期和达宁期的沉积。

另外，在松辽盆地南部大安组直接覆盖在明水组之上，两者呈角度不整合关系，中间缺失依安组(《东北地区区域地层表》(吉林省分册)，1978)。据大庆油田的意见，大安、泰康两组均为新第三纪沉积。其理由是"在这两层内部都发现了被子植物化石"。其中有栗树和椴树，"这两种化石都是山东山旺统所发现的，时代属于中新世"。同时，在南部该层还发现了相当于苏联中新统及上新统的介形类化石：*Candoniella visenda* 新奇玻璃介，*Candoniella suzini* 苏氏小玻璃介，*C.allicans* 纯净小玻璃介，*Ilyocypris errabandis* 游浪土星介。

综上所述，可以认为白垩系的上界应位于明水组顶，内分上、下两统，其界线划在嫩江组—四方台组之间。这条界线上下的岩性、岩相变化及两组的"假整合—轻微角度不整合"关系已为大家所公认，在此不予赘述。

（三）登娄库组时代的确定

登娄库组的时代问题，历史上曾出现三种意见。第一种意见是将其划入侏罗—白垩系，该意见曾于1959～1963年在油田生产中应用。这个划分意见是在地层尚未完全揭露（松基6井首次钻穿登娄库组是1965年初）、化石研究较少的条件下提出的，在以后的研究中得以修正。

地质部二普综合研究队在1963年提出了第二种意见，认为登娄库组属于早白垩世。他们把以前划分的南部型（怀德层）置于北部型（登娄库组）之下，并同时划入下白垩统，其依据是在南部杨103井的该层中发现有"介形虫及叶肢介化石，而且在松基2井及其他井中，该组与上覆泉头组间大都以泥岩为界，无明显界线"●。

1964年，大庆油田以孢粉化石资料为主，对此作了全面论证。他们根据登娄库组所含的化石、岩性、岩相特征，沉积旋回和地层接触关系，认为登娄库组的时代为早白垩世或早白垩世早期，是比较适合的。

第三种意见是地质部二普于1965年提交的，在"松辽盆地石油地质（1955～1963年石油地质普查阶段总结报告）"中将登娄库组列为松花江群最底部，置于下白垩统，而将泉头—嫩江组置于上白垩统。

现就第二种意见，将大庆油田的依据记述如下。

1.古生物化石

登娄库组含有较为丰富的孢粉化石，他们鉴定了松基6井3401.1～4030米井段的孢粉样品，获得孢粉组合的特征是：

●摘自地质部二普《1963年度综合研究成果报告集》。

1）蕨类植物孢子占绝对优势，含量高达80.99%；裸子植物花粉占16.19%；被子植物花粉占0.62%，不能定名的孢粉占2.30%。

2）蕨类植物孢粉以里白科为主，含量可达23.65%，其中出现有 *Gleichenialaeta* 明亮里白，*G.* aff. *glanc* 腺状里白（亲近种）等。椎叶蕨属占15.96%，出现有 *Coniopteris* cf. *hymenophylloides* 膜蕨锥叶蕨（相似种），*C.Jurassica* 侏罗锥叶蕨等。海金砂科占15.93%，其中以 *Mohria* 非洲蕨属为主，出现有 *Mohria striata* 肋纹非洲蕨等。*Anemia* 密穗蕨属占3.20%，以 *Anemia macrorhyza* 大根密穗蕨为最常见。*Lygodium* 海金砂属占2.50%，出现有 *Lygodium setiferm* 具毛海金砂等，希指蕨属也有少量出现。

3）蕨类植物属种类型相当多，除上述种属外，还有水龙骨科，卷柏属和紫箕属等，属于人为分类的三角光面孢属占9.34%，其中 *Leiotriletes gleicheniaeformis* 里白型光面三缝孢比较常见。

4）裸子植物花粉以柏科为主，拟柏属可占9.16%，出现有 *Cupressacites minor* 小柏科粉，*C.coriaceus* 革质柏科粉等种。银杏属、短叶杉属较少，松科更少。

5）被子植物花粉见到的是一些三沟粉和三孔沟粉。

上述孢粉组合面貌，以被子植物花粉开始出现，蕨类孢子海金砂科和里白科占主导地位为主要特征，它与我国许多地区早白垩世早期的孢粉组合是相似的，不可能划入侏罗纪，但又比我们分析过的泉头组—伏龙泉组的孢粉时代要老。在这些地层中被子植物花粉含量从5～30%逐渐增加。

他们将登娄库组与穆棱组的孢粉组合进行比较后，认为登娄库组的层位比穆棱组稍高。

登娄库组的植物化石是吉林省煤田地质勘探公司普查大队报导的，1965年普查大队一分队和研究室采得一些化石：*Asplenium dicksonianum* 迪克逊似铁角蕨，*Arctopteris* sp. 北极蕨（未定种），*Cladophlebis*（*Gleichenites*）sp. 枝脉蕨（里白）（未定种），*Elatocladus* sp. 枞型枝（未定种），*Sphenolepsis sternbergianum* 司腾柏楔鳞蕨，*Podozamites lanceolatus* 披针苏铁杉，?*Trochodendroides* sp. ?似昆栏树（未定种）等。

这些植物化石多出现于晚侏罗世—早白垩世。如 *Asplenium dicksonianum* 蚌壳蕨型铁角蕨和 *Sphenolepsis sternbergianum* 司腾伯楔鳞蕨，在东北地区早白垩世中是常见种。再加上它们与被子植物?*Trochodendroides* 拟昆栏树粉共生，因此其时代定为早白垩世或早白垩世早期是合适的。

登娄库组的其他化石很少，过去分析松基二井（岩屑录井）样品时，发现以下介形类化石：*Cypridea* aff. *squalida* 粗糙女星介（亲近种），*Triangulicypris torsuosus* 外凸三角星介，*T.torsuosus* var. *nota* 外凸三角星介，友谊变种。

在扶201井2150.4米发现一块叶肢介化石，经鉴定为：*Liograpta danxinfuziensis* 大新房子平饰叶肢介。

2.岩性、岩相特征

登娄库组砂岩成分中，岩块以酸性喷发岩为主，且自上而下增加，底部砾岩的成分也以酸性喷发岩为主。这些酸性喷发岩应为上侏罗统的火山岩系，因此该组沉积时期应晚于侏罗纪。从登娄库组的沉积相来看，也与东北地区晚侏罗世的煤系地层有较大的差别。侏罗系主要是火山碎屑岩及含煤岩系，都是暗色岩，是在还原环境下形成的，属还原相；而登娄库组具有氧化环境下形成的红色、紫色砂泥岩，属于氧化相，两者有较大的差别。另外，登娄库组还有较多的炭屑成分或少量的煤线，这与东北地区普遍存在的早白垩世地层中含有煤线又

无工业价值的特点相一致。如鸡西地区猴石沟组，滨东地区的陶淇河组，延吉地区的大拉子组，辽东的普兰店组等。因此，把登娄库组划入早白垩世，与外区也可以对比。

3.接触关系

登娄库组与上覆泉头组为连续沉积，而登娄库组的底部砾岩不整合于下伏的侏罗系之上。一般说来，在东北地区下白垩统与上侏罗统之间的接触关系多为不整合或假整合。因此，根据地层的接触关系把登娄库组划为早白垩世也是合理的。

这就是说，白垩系的底界位于登娄库组之底界。自1978年《东北地区区域地层表》发表以来，这种认识在石油地质界被普遍接受。但是近几年也有人提出白垩系底界应再往下降，将营城子组甚至沙河子组都划入白垩系。这种提法主要是从古生物演化角度提出来的，其详细情况在后面介绍。

三、白垩系划分问题的讨论

讨论的焦点是白垩系二分或三分和统界位置问题。

（一）二分方案

见于史料的二分方案有二个，一个是1958年地质部松辽石油普查大队提出的将泉头组、青山口组、姚家组和嫩江组（当时称伏龙泉组）称为松花江群下部，时代定为早白垩世。将四方台组划入松花江群上部，定为晚白垩世，即将上下白垩统的界线定在嫩江组与四方台组之间。

第二个方案是将松花江群底界降至登娄库底，划登娄库组为早白垩世、泉头—嫩江组为晚白垩世。这个方案是地质部二普1965年在“松辽盆地石油地质（1955～1963年石油地质普查阶段总结报告）”中提出的。

第一种二分法经补充、修正一直为吉林油田在生产中所沿用。大庆油田也曾同意这个方案，并提出了如下理由。

1.地层的接触关系

从登娄库组至明水组这套厚达5000多米的地层，都属于白垩纪，分歧不大。而这套沉积物中，地层间的一次最大的构造变动发生在四方台组和嫩江组之间。大量的资料说明，四方台组和嫩江组的接触关系主要为三种：一是微角度不整合，在盆地的边缘和大型隆起地带都有反映，如西部斜坡南、北边缘地区，由于缺失嫩江组第三—五段，剥蚀面比较清楚，其上被四方台组所覆盖，在长距离内常可以看到剥蚀面的上下地层倾角微有差异（2～3°）；二是超覆不整合，如大庆长垣构造顶部，明水组或四方台组上部直接覆于嫩江组的上部；三是假整合，主要表现在中央坳陷区的西半部，这里嫩江组发育较全，仅有少部分缺失，以致大面积内四方台组与嫩江组之间侵蚀面不够显著，上下倾角基本上没有差异，但四方台组底部有含砾的砂岩，可能呈假整合接触。

在其他各组地层之间目前还没有发现大的构造变动，多为连续沉积。只是1974年以来，人们注意到姚家组和青山口组之间的界线为假整合关系，但作为白垩系上、下统的界线，未必合适。

2.古生物

从古生物化石角度将上、下白垩统的界线划在四方台组和嫩江组之间的有轮藻和介形类两个化石门类。

松辽盆地的介形类化石明显地分为两个组合，四方台组和明水组的介形类组合，是以愉快女星介为主的，而嫩江组和以下层位的介形类化石是以 *Cypridea* 女星介属为主的组

合。女星介属在泉头组至嫩江组内相当丰富，与四方台组和明水组的介形类化石之间有相当大的区别。纵观女星介属的分布范围及其地质历程，可以得出这样的结论，女星介属繁盛于世界各地早白垩世非海相地层中。因此，松辽盆地泉头组至嫩江组的时代应为早白垩世。过去在泉头组至嫩江组中还发现过以下轮藻化石：*Atopochara trivotvis* 三褶奇异轮藻，*Maedlevisphaera* sp. 梅球轮藻（未定种）以及 *Euactistochara mundula*。

鉴定者王水和王振认为三褶奇异轮藻产于美国德克萨斯州和俄克拉荷马州的早白垩世地层中以及匈牙利、阿尔及利亚和叙利亚的早白垩世地层中，可以作为下白垩统的标准化石。*Euaclistechara mundula* 在国内广泛分布，见于延边的龙井组，江汉的贾店组和江苏的葛村组，属于早白垩世晚期。

在两分的意见中，关于具体分界位置问题，除上述划法外，尚有三种意见即：在嫩江组和姚家组之间；在姚家组和青山口组之间和在泉头组和登娄库组之间。这三种说法都有一定的参考价值，在"黑龙江省的白垩系划分与对比"中都有较为详细的介绍，特别在 1979 年在"松辽盆地白垩纪微体化石组合带的建立及其意义"中论述较详，读者可自行参阅，兹不赘述。

应该说，上述所有的划分方案在某些方面都有一定的依据，但也都存在一定的局限性。因此，最后定论尚需作大量的工作。

（二）三分方案

大庆油田研究院、中国科学院云南所郭福祥、地质所胡华克等从微古、类三角蚌、同位素年龄测定等资料出发，提出了白垩系地层的三分方案，理由如下。

1.微体古生物三分规律

1）早白垩世的登娄库组，目前很少发现介形虫化石（个别发现过粗糙女星介亲近种、外凸三角星介友谊变种），孢粉化石以蕨类植物孢子为主，占总含量的 80%；裸子植物孢粉很少；被子植物更少。见二褶奇异轮藻化石，应属早白垩世尼克姆阶。

2）中白垩世，泉头组至嫩江组介形虫类化石十分发育，成层分布，类型与数量很多，主要为女星介属，其次为哈尔滨介、开通介、松辽介、狼星介等属种。这是白垩纪介形虫最繁茂的时期，壳表瘤刺较多，壳饰复杂。孢粉化石中蕨类植物孢子、裸子植物数量近于相等。被子植物开始发育，出现光面三沟粉、三孔沟粉。时代相当于中白垩世阿普弟—土仑期，轮藻化石出现了缚紧奇异轮藻、东北迟钝藻、梅球轮藻占优势，这些藻类化石反映了中白垩世的植物群。

3）晚白垩世，四方台组、明水组的介形类化石发生了明显变化。早、中期属种大部分灭绝，代之以新的分子，如冠状愉快女星介，玻璃介，小玻璃介属。不论数量与种属，都是衰退期产物。孢粉化石中被子植物占 21～31%，属种纹饰进化，复杂。明水组出现了鹰粉、脊榆粉、圆三孔沟粉。轮藻化石以拉氏藻、新轮藻、宽轮藻占优势。以崭新的面貌区别于下伏地层。新轮藻的大量出现反映了轮藻植物的演变，进入了新时期，应属于晚白垩世森诺阶。

2.类三角蚌化石

类三角蚌化石特征明显，演化迅速。早白垩世兴起，中白垩世繁盛，晚白垩世萧条。目前能分出类三角蚌三个组合。每个组合各有其鲜明的形态特征。把亚洲非海相白垩系分成三大部分，即区域性地分上、中、下三统。

1）下部组合（早白垩世），又称 KEP 组合，以高百蚌、原始日本蚌和奇蚌组合带为特

征。具有奇V形脊，构造V形的两组斜脊相交于壳顶之下，V形角一般30°～130°。相当于早白垩世，即欧洲的尼克欧姆阶，即登娄库组以下地层。

2）中部组合（中白垩世），又称TNP组合。以类三角蚌、富饰蚌和褶珠蚌组合带为特征，构成V形脊的两细斜脊相交于壳顶之下，V形脊角小，约7°～27°。也出现多褶型品种。相当于中白垩世的森诺曼期—阿普弟期，即泉头组—姚家组。

3）上部组合（晚白垩世），又称PP组合。以假嬉蚌和褶类三角蚌组合带为特征。V型脊消逝。壳饰简单，仅有放射脊，人字脊、齿侧沟核增加，相当于欧洲的晚白垩世土仑—马斯特里赫特期，即嫩江—明水组。

3.同位素年龄测定

根据我国东部中生代火山岩系地层同位素年龄测定取得的资料，为划分白垩系、侏罗系地层时代提供了依据。基本上将白垩系地层划分为上、中、下三统，与类三角蚌划法相似。

系	统	界线年龄	
第三系			
		65	百万年
白垩系	上统		
		85～88	百万年
	中统		
		105～108	百万年
	下统		
		135～137	百万年
侏罗系			

近年来，研究者将营城组划为白垩系的意见比较普遍。有的甚至主张将部分含热河动物群的沙河子组也划入下白垩统。

以中国科学院南京地质古生物研究所曹正尧为代表的古植物化石工作者认为营城组以真蕨植物为主导地位，有苏铁类新属种（中国尼尔桑）兴起，明显区别于银杏、松柏类为主，伴以狼鳍鱼与费尔干蚌的沙河子组地层，所以曹正尧与杨学林认为营城组与沙河子组的化石组合可分别作为早白垩世与晚侏罗世的代表类型。营城组与阜新组、海洲组地层大致相当，主要岩性为紫红色泥岩，砂岩夹薄煤层，热河动物群化石极少。这和沙河子组以灰黑色泥岩为主、有大量火山喷发的沼泽相含煤建造有根本不同。从而把下白垩统与上侏罗统界线划在营城组与沙河子组之间是合适的。

吉林省地矿局地质研究所从构造方面曾对比予以补充。他们发现，切断沙河子组的断层，往往止于营城子组底界，这种现象在营城地区较为多见。

上述诸款是一个值得注意的研究新动向。但鉴于盆地内资料不足，加之目前的划法在生产实践中长期应用，故暂不作变动。

第四章　侏罗纪、白垩纪岩相古地理

松辽盆地岩相古地理研究的主要对象是白垩纪，尤以早白垩世中、晚期的研究更详。该区的研究始于普查阶段，到目前为止，已形成较为系统的理论观点和工作方法。工作范围已扩及全盆地，南北结论基本统一。对各组段的沉积环境、沉积体系、相带的划分与展布及其控油规律均有一定的见解，应用于生产实践已日见成效。

晚白垩世及第三纪的研究工作尚未开展。早白垩世早期（登娄库—泉二段沉积时期）多属推断成章。

松辽盆地南部侏罗纪岩相古地理的研究尚处于起步阶段，所形成的基本看法主要是与外围地区类比、推断和地震相分析而得，实际资料甚少，仅作简介。

第一节　侏罗纪岩相古地理

松辽盆地自发现侏罗系以来，人们对其沉积环境就进行多方面的探索，但因发现较少、沉积分散，尚无重大突破。

1983 年，吉林油田对松辽盆地南部诸断陷的含油性进行了初步研究，结果认为，该区侏罗系以沼泽相为主，并有一套山麓堆积相砂砾岩和河流、湖泊相砂泥岩。其分布特征为东西边缘断裂以沼泽相为主[1]。同年，该油田研究院对德惠、梨树断陷亦作了近似的结论，并依德深 1 井资料具体指出，上侏罗系沙河子组主要为湖相沉积，甚至包含有半深湖—深湖相，并指出该组为德惠断陷的主要生油层系。[2]

这些研究均以岩性特征并与外围同层对比而定，在一定程度上具推断性质。

根据地震解释，松辽盆地南部共有 12 个侏罗纪断陷。但研究较多的只有德惠、梨树两个断陷。1984 年，结合地震相的分析，将这两个断陷划为湖沼相、河流相和山麓相三大环境，并粗略地描述了晚侏罗世的自然地理轮廓。

一、德惠断陷沉积相及古地理概况

德惠断陷初步划分为五种地震相，即：连续强振幅相、斜坡前积相、视上超充填相、丘形相和杂乱上超充填相，其沉积环境见表 2-4-1。

（一）湖沼环境

湖沼环境是一种相对稳定的沉积环境，沉积物以暗色泥岩为主，含有丰富的高等植物和煤。在地震剖面上，为一组连续较好、能量较强的反射。从 605.5、604 等地震叠偏剖面可以看出，断陷西南部地区多为连续强振幅地震相，其特点是：地震反射连续，可追踪较远距离，反射结构为平行或近于平行，反射能量强，强频率、强振幅，空间上呈席状或滩状展布。上述特点说明，该区可能具有一定数量的泥质沉积。经钻井资料统计，该区暗色泥岩较发育，暗色泥岩厚度与地层总厚度之比一般为 50%左右，并多处见到丰富的煤和炭屑。

---

[1] 丁正言，1983，"松辽盆地南部断陷期含油条件探讨"。

[2] 张明坤，1983，"松辽盆地南部德惠断陷含油气远景探讨"。

表2-4-1 德惠断陷晚侏罗世中、晚期地震相特征及沉积环境解释表

地震相类型		形态	边界反射终止方式	反射结构	其他参数	沉积环境解释	测线号
连续强振幅相		席状	顶界削蚀,底界整一到平缓下超	平行—亚平行	连续、较连续,强振幅,高频率,相位自下向上有规律变化	相对稳定环境,可能为湖沼相及短暂性河流相沉积	605.5
斜坡前积相	S形斜交复合形前积相	斜坡充填	顶界削蚀底界下超	亚平行—不平行,沉积走向为S形或斜交,下部杂乱	较连续、不连续,振幅、频率可变	斜坡背景下的快速充填沉积,为河流和洪泛沉积	121.2
	迭瓦发散前积相	楔状	顶界削蚀底界下超	平行—发散	连续、较连续,强振幅,频率可变,相位间隔多变	定向河流沉积	609.8
视上超充填相		凹形	顶界削蚀—整一,底界视上超	亚平行—杂乱	不连续,振幅频率多变,丰度低	河道下切	130.8
丘形相		凸形	顶界不整一,底界较整一到平缓下超	亚平行—杂乱,斜交,两翼收敛于一点	较连续—不连续,强振幅,频率可变	走向横切扇体	609.8
杂乱上超充填相		楔状	顶界削蚀底界上超	亚平行—杂乱	不连续,短段,振幅、频率、丰度多变	倾向上扇的综合体	132.0

（二）河流环境

河流环境主要分布在大榆树一带，121.2剖面地震相主要表现为斜坡前积的“S”形斜交复合型前积。其特点是，形态呈斜坡充填，反射结构表现为近平行或不平行，同相轴连续或不连续，频率、振幅一般多变。从基底接触关系看，具明显的下超前积，反映沉积物在搬运沉积过程中的加积作用，并且有较强的能量。另外，从130.8测线0098桩号可见到视上超充填相反射，形态顶平下凹，反映河道下切特点。

（三）山麓堆积

山麓堆积环境常形成扇的综合体沉积，即冲积扇的多套迭合。它具有高差较大的古地势和近源两个主要条件。从609.8和132.0地震剖面所反映的特点看，在倾向剖面上为杂乱上超充填相，形态呈楔状，近平行—杂乱反射振幅、频率多变，不连续，以短段为特点。靠近鲍家断裂附近，其反射多呈空白带，反映了岩性单一。底界面明显见到上超前积现象，反映了水流作用方向。在走向剖面上，地震反射层多以丘状反射为主，形态底平上凸，底界与下伏地层呈不整合接触。同相轴以短段为特点。在丘形的两翼，同相轴收敛于一点，整体上构成完整的丘形。在平面上，形态呈扇形，扇的根部靠近鲍家断裂，扇缘呈掌状或扇状向前伸展。

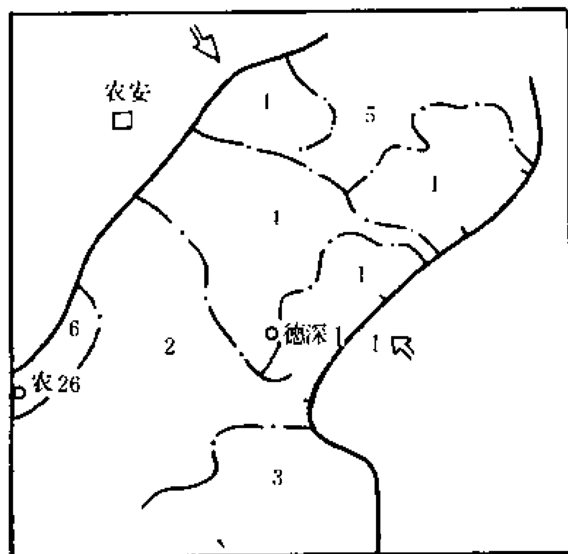


图 2-4-1 德惠断陷地震相地质解释沉积体系图

1—断崖冲积扇综合体;2—河流相;3—扇综合体与河流相;4—湖沼相;5—湖沼河流相;6—可能地下火山;图中箭头是指物源方向

根据上述三种环境结合构造条件及部分岩性特征推断，本区可能存在6种沉积相，即断层冲积扇的集合体、湖沼相、河流相、湖沼河流相、扇形综合体和可能的地下火山（图2-4-1）。

由上述分析可见，晚侏罗世德惠断陷曾处于潮湿温暖的气候条件之下，其地势低洼，有多条河流从四周向断陷中心汇聚，最终形成沼泽或湖泊，为有机质的堆积和保存提供了较好的条件。

二、梨树断陷的沉积相及古地理概况

梨树断陷主体部分的下白垩统及侏罗系内幕构造层地震反射稳定，同相轴连续，容易追索，说明它们的沉积环境稳定，地层均质性较好。

经分析，发现 T_4—T_5 地震相的分布从东到西作有规律的变化。如东南8号线，地震叠偏剖面的地震相的连续性依次变好，其振幅、频率增高，丰度不断增强，这种变化实际上是沉积环境渐变的物理反映。初步推断，断陷由东向西，沉积环境由动荡趋向稳定，流水能量从强到弱，沉积粒度由粗到细，沉积相带可能按山麓堆积相、高能河流相、河湖（沼）过渡和湖沼相相序展布。

该区梨参1井位于较连续、中高振幅地震相带东缘。登娄库组和侏罗系均为砂、砾沉积，夹暗色泥岩，其中侏罗系相对细些，暗色泥岩厚度占地层40%，见叶肢介、介形虫及较丰富的孢粉化石，说明沉积环境属河湖过渡相，偏向河流相。

总之，该区受基底倾斜活动的制约，形成沉积区，其沉积物主要来自断陷东侧，由河水携带进入湖区。其自然条件大体属温湿型，故生物繁茂，为油气生成提供了基础。

第二节 白垩纪岩相古地理

一、研究简况

1955～1963年间，地质部第二石油普查大队在盆地进行石油地质普查时，各区队的报告中，多有岩相古地理方面的论述，但均较零星，难能给人以完整的概念。1965年，该队编写了“松辽盆地石油地质（1955～1963年石油地质普查阶段总结报告）”，总结了几年来的工作成果，首次系统地表述了白垩纪时期整个松辽盆地是一个大型内陆湖泊的观点。认为白垩纪的松辽盆地“是一个处于半干旱气候条件下的大型淡水湖泊。其中沉积了湖相、浅滩、较深湖、深湖及冲积、洪积相的红色、灰绿色、灰黑色的泥页岩和灰白色、灰绿色砂质岩。”文中对泉头组以上各组段的岩相古地理条件、水体性质、沉积环境及盆地在此时期内的沉积旋回特征，均作了简要的说明（图2-4-2），这就是后来人们所谓的“一湖到顶”论。

地层			颜色	岩性剖面	相组	水介质性质	沉积环境	沉积旋回	
系	组	段						三级	二级
下第三系	依安				浅滩相与沼泽相	酸性	氧化为主	深→浅 依安组—明水组上部旋回	深→浅 下第三系旋回
	明水	二			浅滩相为主				
		一			动水浅湖浅滩交替相	中性－弱酸性	氧化－弱还原	明水组下部旋回	
	四方台				动水浅湖和浅滩相为主	酸性	氧化	四方台组旋回	
白垩系松花江群上部	伏龙泉	五			动水浅湖及浅滩相	中性－弱酸性	弱还原－氧化	伏龙泉组旋回	松花江群上部旋回
		四			动、静水浅湖相为主，夹浅滩相				
		三			较深水湖—静水浅湖相为主	碱性	还原		
		二			深水湖—较深水湖相				
		一			较深水湖相为主				
	姚家				浅湖相为主	酸性－中性	氧化－弱还原	姚家组—青山口组旋回	
	青山口				较深水湖—静、动水浅湖相为主	碱性为主	还原－弱还原		
					深湖相为主				
	泉头	四			动水浅湖和浅滩相为主	酸性为主	氧化	泉头组旋回	
		三			动水浅湖相为主、夹浅滩相和湖滨相				
		二							
		一			洪积相、冲积相及浅湖相				



图 2-4-2 松辽盆地白垩系松花江群上部及下第三系相组划分及沉积旋回示意图

1—砾岩；2—砂砾岩；3—砂岩；4—粉砂岩；5—泥质砂岩；6—泥岩；7—泥页岩；8—油页岩；9—红色；10—灰绿色；11—黑色；12—整合到假整合；13—不整合到假整合

这种观点在当时曾广为流传，甚至在1978年《东北地区地层表（吉林省部分）》等重要文献中亦作了引证。同一时期石油部的研究则主要集中在个别含油地区或层段，其方法和观点与地质部基本一致。例如，1960年，由石油科学研究院、松辽石油勘探局、松辽石油普查大队合写的"松辽平原白垩系姚家组（Ksc）岩相古地理简要说明"认为姚家组是广泛的湖泊沉积，并且根据沉积的特点，分为四个相带：滨湖相、浅水湖相、较深水湖相及深水湖相。

1973年以前持类似这种观点的文章较多，恕不赘述。

1973年开始，大庆油田和江苏省地理研究所合作，对盆地岩相古地理作全面研究，合写了"1976年松辽盆地白垩系中部含油组合沉积环境研究"报告，他们以现代沉积研究理论及地层对比为基础，分析了盆地的古地理概貌，指出松辽盆地的沉积相以河湖过渡相为主，根本否定了上述的单一湖相说。

1978年，大庆油田的"对松辽盆地早白垩世中期湖相沉积的几点认识"，[1] 一文，综合了1973年以来的研究成果，对全盆地的早白垩世中期的古地理状况又一次作了统一的研究。结果认为"松辽盆地早白垩世中期沉积由洪积、泛滥平原、三角洲分流平原、三角洲前缘、滨湖浅水、半深湖—深湖、山前淤积平原七大相组成"，并同时对各种沉积相的特征作了详细讨论。经研究认为，沉积的物源来自周围的山区，即北部、齐齐哈尔、英台、保康、东部等5个水系。这5个水系各自组成独立的沉积体系。在整个盆地中各沉积相在横向上组成相带，其分布基本呈环状（图2-4-3）。

1978年，吉林油田对松辽盆地南部开展了独立的沉积相研究，至今已有"对松辽盆地南部早白垩世中—晚期湖盆沉积的几点认识"等6份报告问世。研究的范围主要是中央坳陷区的早白垩世中晚期。研究的主要方法，首先是对沉积岩进行详细地划分和对比，确定年代地层单位，以使划定的研究对象具有同时性。在此基础上，根据松辽盆地的特点，进行沉积相及沉积体系的划分，从而恢复古地理状况。以沉积体系为单元，研究砂岩体的发育特征及其与油气的内在联系，始终是研究的重点内容。

研究结果认为：松辽盆地属多物源、多水系的内陆盆地，沉积环境以河湖过渡带为主。沉积物由周边向湖区聚集，形成冲积扇—深湖的多种类型的沉积相，它们依粗—细的次序作环状分布于盆地之中。盆地南部共有西部、东部和内部三个物源区，前两者形成英台、保康和东部三个沉积体系。英台体系垂直盆地主轴发育，地处东倾陡坡，源近流短，河水动力较强，相序发育不全，故谓冲积扇—三角洲体系。该体系由南北两水系夹一湖湾组成，故其砂体呈肾状顺湖岸展布。其分布范围很少受湖水的进退影响，而且水下部分硕大，有时超过水上部分。砂岩与湖相泥岩在剖面上形成犬牙交错，有利聚油。保康体系斜交盆轴，基底呈缓坡状，河水动力较弱，相序发育齐全，属河流—三角洲沉积体系，砂体呈舌状伸向湖区。由于湖盆几经兴衰及东部基底逐步抬升，导致砂体往复进退的同时，在总体上作由东向西摆动，故砂体分布广泛，岩相上下重叠，但砂体前缘的水下部分极为狭小。

总之，河湖过渡带是砂体发育的广阔空间，因而形成油气储集的有利条件，若与生油层及构造条件配置得当，其勘探前景极佳。

这些认识，在南部的勘探实践中已经初步验证，英台地区的勘探即属此例。另外，在研究方法上，近两年已开始与地震地层学相结合，由地震相，通过岩芯解释为沉积相，其方法

[1] 选自1978年大庆油田研究院"石油地质研究报告集（5）"。

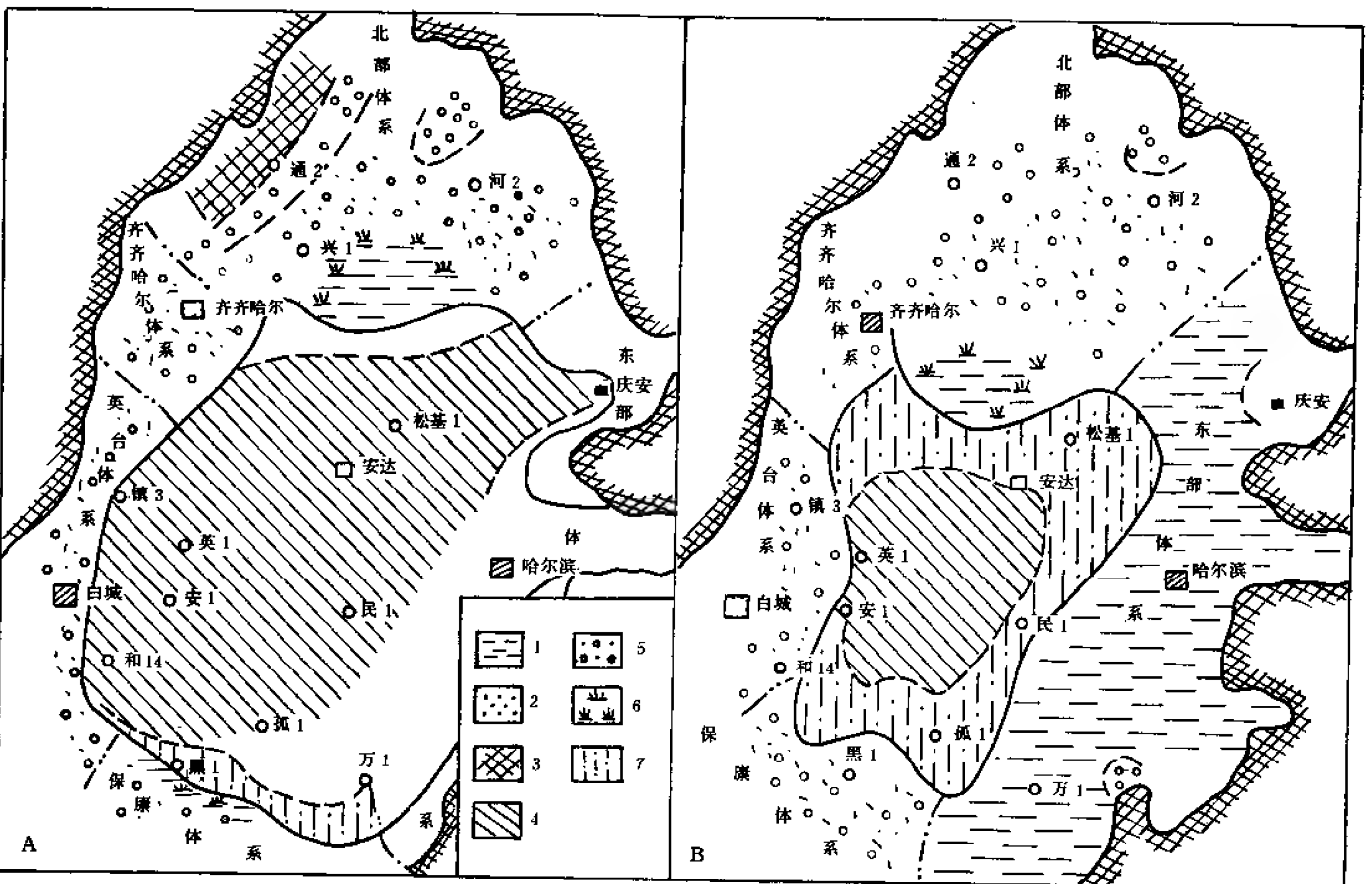


图 2-4-3　松辽盆地早白垩世相带分布与沉积体系概图

A—青一段沉积时期;B—青二、三段沉积晚期

1—山前平原淤积相;2—洪积相;3—剥蚀区;4—深湖—较深湖相;

5—泛滥平原与三角洲分流平原相;6—沼泽;7—三角洲前缘相与滨湖浅水相

直观而且高效。可以预见，沉积相的深入研究必将在寻找隐蔽油气藏的过程中发挥重要作用。

但是，就其研究范围——主要集中在中央坳陷区的泉四段—嫩三段——而言，在空间和时间上都还偏窄，认识程度（如东部和内部物源区）还有待深化，研究手段尚不完备。

二、早白垩世中、晚期沉积相及沉积体系

（一）沉积相的划分及其依据

岩石的结构构造及其共生组合关系，古生物种类及其埋藏状况，岩石的地球化学性质，微量元素等项资料是研究沉积相的基础。所有这些资料，在探井中均能不同程度地获得，所以单井研究，即单井划相，在沉积相研究中不仅方便可行，而且占有相当重要的地位，特别在覆盖区内，几乎成了唯一的工作方法。这一方法在盆地普查阶段就得以重视，并沿用至今。

吉林油田应用上述方法和划相原则将松辽盆地南部下白垩统泉四段—嫩三段划分为 7 种沉积相类型，即洪积相、泛滥平原相、三角洲分流平原相、三角洲前缘相、滨浅湖相、较深—深湖相和山前平原淤积相。现将各相的特征及识别标志纳入图 2-4-4 及表 2-4-2，以资判别。

（二）沉积体系及其划分

1.沉积体系的划分

沉积体系是指"一个沉积层段或地层单元，把物源性质、搬运过程、沉积作用和各种沉积环境联系成一个有机体系，而与相邻的体系区别开来的沉积单元"。❶ 也可以理解为它是代表一个或一组相近的物源所供给的一个地层单元的沉积物的组合。一个发育完整的沉积体系一般由洪积相、泛滥平原相、三角洲分流平原相、三角洲前缘相或滨浅湖相和半深湖—深湖相从物源向湖区依次排列而成。但是由于某些自然地理或地质上的原因，不同地区则有不同相序特征。

1978 年，吉林油田勘探开发研究院将松辽盆地南部划分为东部、西部和内部三个物源区，详细研究了其中三大体系，建立了沉积模式。❷ 东部物源区包括怀德、九台两个沉积体系，西部物源区包括英台、保康两个沉积体系。三大体系分布如图 2-4-5。表 2-4-3 综合了各沉积体系在不同时期的展布情况及兴衰过程。

内部物源区，乃相对于周边山区的东部和西部物源区而言，其沉积物来自湖内的隆起即扶余—钓鱼台古隆起，亦称中央古隆起。它随湖盆的衰进而显没，属"间歇性"物源区。目前对它的研究甚少，不便详述。

2.划分沉积体系的依据

划分沉积体系的基础是各时期年代地层单位的对比和沉积环境的详细研究，其直接依据则主要是古地貌形态、重矿物组合特征或相的对比，砂体的空间分布状况，单层或单韵律的几何形态等项资料。

（1）古地貌形态及其变迁　在泉三段稳定而普遍的披盖式沉积的基础上，从泉四到嫩江期，古松辽湖盆经历了两次兴衰变迁，它在古地形上的反映如下:

---

❶大庆石油管理局科学研究设计院、江苏省地理研究所，1977，"1976年松辽盆地白垩系中部含油组合沉积环境研究。"

❷张惠，1978，"对松辽盆地南部早白垩世中—晚期湖盆沉积的几点认识"。

泉四段沉积时期，在南高北低、西高东低的地势背景上，中部前郭双坨子地区的中央古隆起部分出露水面。因此，前郭县西侧—双坨子东侧应为西部物源和东部物源的分界。而古隆起本身亦遭剥蚀，成为一个次要的物源区——内部物源区。

青一段沉积时期，湖盆第一次兴盛，中央古隆起全部覆没水下，半深湖—深湖面积达3万平方公里。内部物源区第一次"消逝"。

青三段沉积时期，中央古隆起全部升至水面以上，并纵贯南北，盆地南部形成"山"字型古地貌特点（图2-4-6）。因此，水流方向有两种类型，其一是由盆地边缘向内部，即外部物源，它因中央古隆起的抬升水势减弱；其二是自中央隆起向周边，内部物源区再次显现。

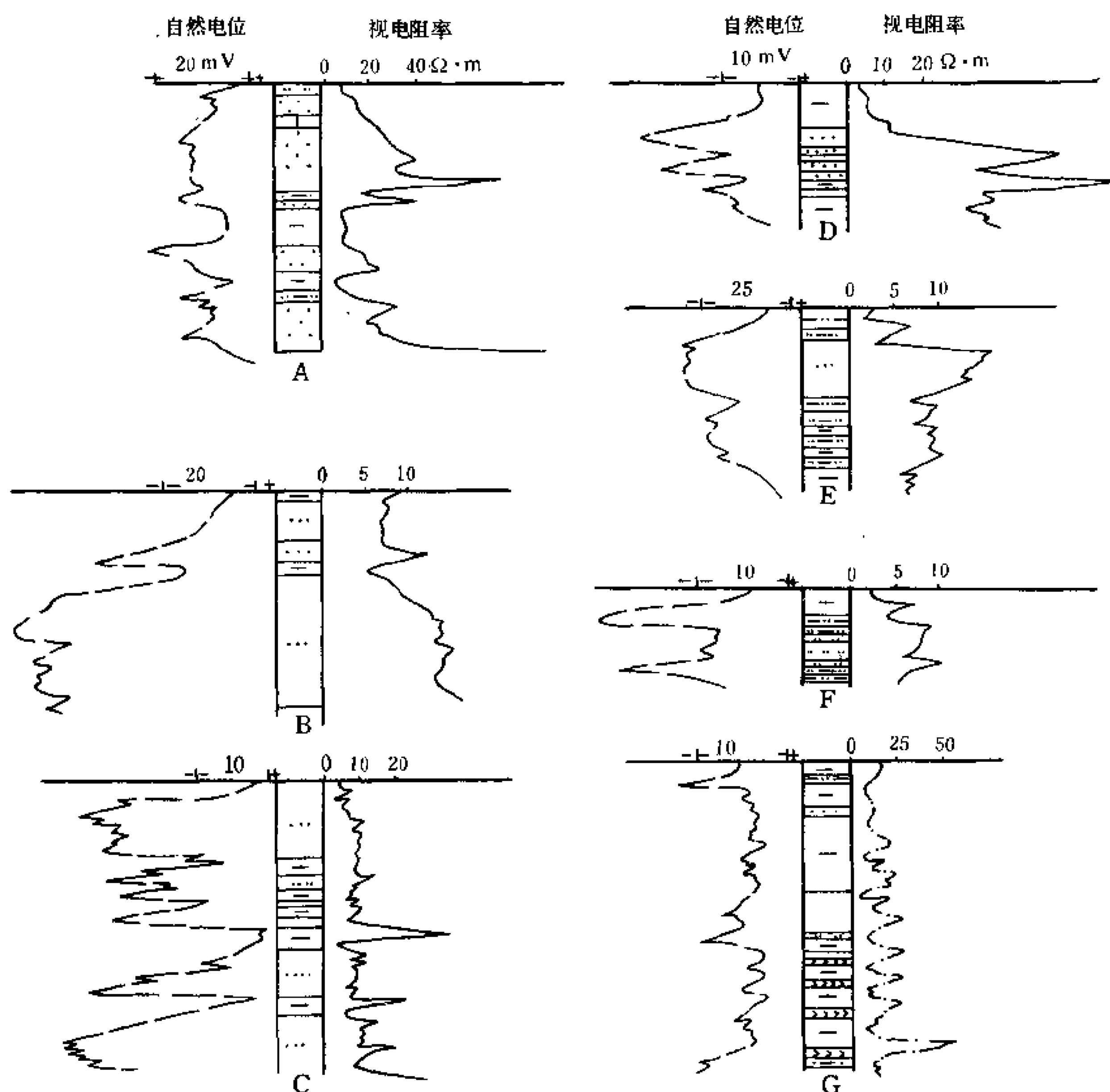


图2-4-4　不同沉积相岩石电测曲线特征图

A—洪积砂砾岩(边6井)；B—河床砂岩(七1井)；C—分流河床砂岩(木104井)；D—三角洲前缘砂岩(新152井)；E—河口沙坝砂岩(红19²井)；F—席状砂岩(红134井)；G—滨浅湖砂质岩与介形虫层(合2井)

表 2-4-2 松辽盆地南部早白垩世中—晚期沉积相分类特征表

相 特征 层段	洪积相	泛滥平原相	三角洲分流平原相	三角洲前缘相	滨浅湖相	半深湖—深湖相	山前平原洪积相
嫩三段	未 见	未 见	尚待研究	黑灰色泥质岩与粉砂岩组成二个反韵律,具水平、透镜状、波状、小型交错及重动变形层理、含少量介形虫、叶肢介、螺、蚌及植物化石碎片。夹菱铁矿薄层或条带,含黄铁矿粉末和晶体	灰黑色泥质岩夹砂质岩薄层或条带,具水平、波状、透镜状及小型交错层理,富含介形虫、叶肢介、螺、蚌及鱼碎片和少量植物碎片,常富集成层。夹菱铁矿薄层或条带,含黄铁矿粉末和晶体	讨论区内未 见	无
嫩二段	讨论区内未 见	讨论区内未见	讨论区内未见	讨论区内未见	尚待研究	灰黑色泥页岩、砂质岩条带薄层和油页岩,以细水平层理为主。含分散状介形虫、金黄色叶肢介及完整的鱼化石。含大量粉末状黄铁矿	无
嫩一段	讨论区内未 见	讨论区内未见	讨论区内未见	尚待研究	黑灰色泥岩夹砂质岩,具水平波状、透镜状及小型交错层理,富含介形虫、叶肢介、螺蚌及鱼碎片和少量植物碎片,含菱铁矿薄层条带,含黄铁矿粉末和晶体。本段底部灰绿色泥质岩内含藻类,如新北地区	灰黑色泥页岩夹油页岩、泥质岩及砂质岩薄层条带。以细水平层理为主。含介形虫、叶肢介及完整的鱼化石。含大量粉末状黄铁矿	无
姚家组	白城附近可能有洪积相,但因不是本次工作重点,暂未划出	砂岩过渡岩性夹红、绿色泥岩,砂岩具大型交错层理,常见泥砾钙砾,泥岩为块状,含大量钙结核。自然电位由块状体与凹槽组成。以正韵律为主。如舍力—白城、保康—前七号地区	浅灰色粉—细砂岩夹暗灰色、杂色泥质岩。具小型交错、断续水平层理、生物扰动及干裂构造,泥岩含少量钙结核。含少量介形虫、螺、蚌及大量植物化石。含黄铁矿晶体,自然电位由若干个锋和凹槽组成。以正韵律为主。如红岗、安广英台一带	黑灰色泥岩和细粉砂岩互层组成明显的反韵律,具水平波状重力变形层理,含少量钙粒,透镜状小型交错及含少量介形虫、叶肢介、螺、蚌及植物碎片,夹菱铁矿粉末和晶体。砂体形态呈朵状或席状。如红岗、英台一带	暗灰色、灰绿色泥质岩,含介形虫、叶肢介及藻类。局部具波状透镜状及小型交错层理。含黄铁矿粉末和晶体。本组顶部灰绿色泥质岩内含藻类。如新北地区	讨论区内未 见	砖红色泥岩为主,夹少量灰绿色泥质岩及砂质岩,泥岩呈块状,含少量钙结核。偶见波状及重力变形层理、虫孔构造。自然电位低平、偶见小尖峰。盆地南部东南隆起广大地区

续表

特征 相 / 层段	洪积相	泛滥平原相	三角洲分流平原相	三角洲前缘相	滨浅湖相	半深湖-深湖相	山前平原淤积相
青三段	讨论区内未 见	红色、绿色泥岩与砂岩互层。砂岩具大型交错层理，常见底砾岩（泥砾钙砾）及冲刷面，泥岩为块状，含大量钙结核。自然电位由块状与凹槽组成。以正韵律为主。局部地区为红色，绿色块状泥岩夹砂岩。如黑帝庙双坨子和大老爷府一带	尚待研究	尚待研究	暗灰色，灰绿色和少量紫红色泥质岩夹砂质岩。具水平、波状、透镜状及小型交错层理，含介形虫、叶肢介及鱼碎片，含黄铁矿。边缘地区为紫红色、灰绿色泥岩夹砂质岩。层理发育。如孤店附近	尚无资料	砖红色泥岩夹紫色、灰绿色泥质岩及砂质岩。泥质岩为块状，常见干裂，含钙结核，偶见波状及重力变形层理、虫孔构造。含少量介形虫，叶肢介化石。如东南隆起广大地区
青一、二段	大套砂砾岩夹块状泥岩，分选及磨圆度极差。层理不明显，不含化石。如南12井青一段	红色、绿色泥岩和砂岩互层或以砂岩为主，泥岩为块状含大量钙结核，砂岩具大型交错层理，常见底砾岩(泥砾、钙砾及冲刷面)。自然电位由块状体与凹槽组成。以正韵律为主	细—粉砂岩夹黑灰色、灰绿色和少量紫红色泥岩，含少量钙结核，具断续水平、波状及交错层理，含介形虫、叶肢介及植物化石。含黄铁矿，如红岗、黑帝庙地区	黑灰色、灰绿色泥岩和细—粉砂岩互层。具水平、透镜状、波状及小型交错层理，含介形虫、叶肢介及少量鱼和植物碎片。含黄铁矿粉末和晶体，砂体呈朵状、叶状和席状分布，如红岗、双坨子、孤店等	黑灰色泥岩夹薄层砂质岩和菱铁矿，见水平、波状、透镜状及小型交错层理。富含介形虫、叶肢介、螺蚌及鱼碎片，常富集成生物碎屑层。含粉末状黄铁矿及晶体。砂质岩呈层状、透镜状分布	灰黑色泥页岩、油页岩，以细水平层理为主，含介形虫，叶肢介及完整的鱼化石。含大量粉末状黄铁矿	无
泉四段上部	未 见	红色、绿色块状泥岩和中—细砂岩，砂岩具底砾岩(泥砾、钙砾火山砾）及冲刷面、大型交错层理发育，泥岩含大量钙结核、以正韵律为主	暗灰色、灰绿色泥岩和砂岩。砂岩多含钙，泥岩含少量钙结核。具断续水平、波状及交错层理。含黄铁矿	暗灰，灰绿色泥岩夹薄层砂质岩，砂质岩常含钙。具波状、透镜状及小型交错层理，含黄铁矿粉末及晶体	暗灰色、灰绿色泥岩夹砂质岩。具水平，波状、透镜状及小型交错层理。含较多的介形虫、叶肢介、螺、蚌及少量植物碎片，有时富集成层。见干裂、波痕构造。含黄铁矿粉末及晶体。如扶余、新木、大三井子、登娄库、依安、大安、新立等	尚无资料	无
泉四段中下部	大套砂砾岩夹红色块状泥岩，分选及磨圆度极差，层理不明显。无化石。砂砾岩体平行盆地边缘呈狭长带状分布．如边6、边7井一带	浅灰色中—细砂岩夹红色、绿色块状泥岩组成正韵律。砂岩具底砾岩(泥岩、钙砾、火山砾）及冲刷面。大型交错层理发育；泥岩含大量钙结核。含少量植物化石碎片。自然电位呈连续块状间夹凹槽。砂体形态为断续带状	浅灰色细砂岩与灰色、绿色和红色块状泥岩组成正韵律。砂岩常具底砾岩（泥砾、钙砾）及冲刷面，具交错层理、断续水平层理，泥岩含植物化石及根系。自然电位连续层状与凹槽。砂体大面积分布，呈掌状、席状	暗灰色、灰绿色泥岩夹浅灰色砂岩。可见典型的反韵律（如新立地区），具波状、透镜状、小型交错及重力变形层理以及负荷构造。含较多介形虫及叶肢介化石植物化石碎片(如新147扶6井)。含粉末状黄铁矿。砂体形态为指状	暗灰色，灰绿色泥岩夹浅灰色砂质岩。具水平、波状、透镜状及小型交错层理。含较多介形虫、叶肢介、螺、蚌化石。含粉末状黄铁矿	讨论区内未 见	无

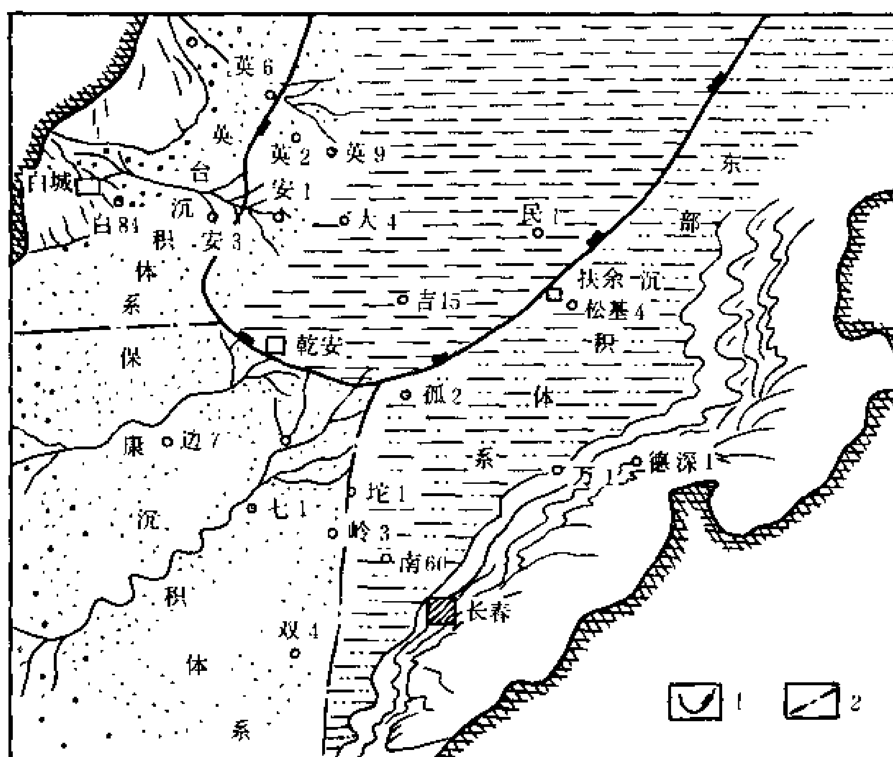


图 2-4-5　松辽盆地南部青山口—姚家期沉积体系示意图

1—湖岸线；2—沉积体系边界

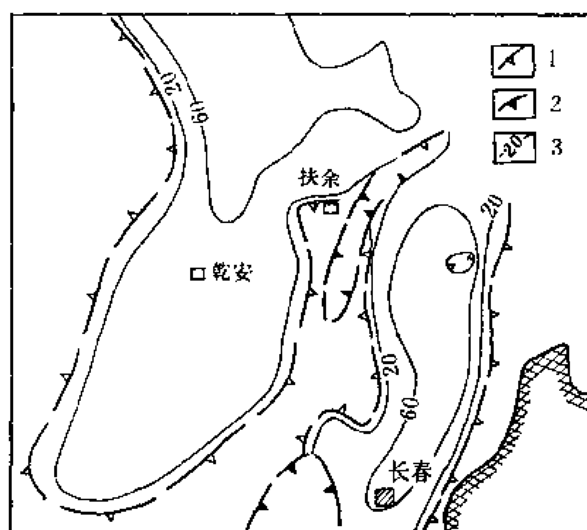


图 2-4-6　松辽盆地南部姚一段地层等厚图

1—尖灭线；2—剥蚀线；

3—地层等厚线(米)

姚一段沉积时期，中央古隆起顶部继续遭受剥蚀，在隆起的周边低洼处沉积了姚一段地层。姚一段厚度等值线是青三段末期不整合面的模拟古地形面。水流系统大体同前。

姚二、三段沉积时期，包括中央古隆起在内，均逐渐下沉，盆地北部最明显处于水下；姚二、三段早—中期，盆地南部大部分地区位于基准面以上。嫩江和松花江一带地形较陡，形成第二个台阶，亦表明主要水域在江北，古地形呈“出”字型。本期早—中期水流方向大体同前，但晚期开始有统一的水域。

嫩一段沉积时期，湖盆再次兴盛，盆地整体下沉，包括中央古隆起在内，均处于水下，仅盆地南部湖区面积已超过 10 万平方公里。本期末湖水退却，但仍存在外部物源。嫩江期末，盆地上升，湖盆萎缩，嫩江组与上伏地层为不整合关系。

表 2-4-3 松辽盆地南部泉四段—嫩一段沉积体系发育表

<table>
<tr><td colspan="4" rowspan="2">湖盆发育时期
沉积方向与规模
沉积体系</td><td>泉四段</td><td>青一段</td><td>青二、三段</td><td>姚一段</td><td>姚二、三段</td><td>嫩一段</td></tr>
<tr><td>扩张期</td><td>兴盛期</td><td>收缩期</td><td colspan="2">再度扩张期</td><td>极盛期</td></tr>
<tr><td rowspan="8">西部物源</td><td rowspan="6">英台体系</td><td rowspan="2">英台水系</td><td>方向</td><td>NWW→SEE</td><td>NWW→SEE</td><td>NW→SE</td><td>NW→SE</td><td>NW→SE</td><td>NW→SE</td></tr>
<tr><td>长×宽(km)</td><td>未揭穿</td><td>未揭穿</td><td>90×50</td><td>不清×40</td><td>60×50</td><td>40×40</td></tr>
<tr><td rowspan="2">红岗水系</td><td>方向</td><td>W→E</td><td>W→E</td><td>W→E</td><td rowspan="2">剥蚀</td><td>NW→SE</td><td>W→E</td></tr>
<tr><td>长×宽(km)</td><td>70×45</td><td>80×40</td><td>90×65</td><td>75×60</td><td>70×35</td></tr>
<tr><td rowspan="2">通榆水系</td><td>方向</td><td colspan="4" rowspan="2">不清楚</td><td>W→E</td><td rowspan="2">不清</td></tr>
<tr><td>长×宽(km)</td><td>40×40</td></tr>
<tr><td rowspan="2">保康体系</td><td rowspan="2">保康水系</td><td>方向</td><td>SW→NE</td><td>W→E</td><td>SWW→NEE</td><td>SW→NE</td><td>W→E</td><td>SWW→NEE</td></tr>
<tr><td>长×宽(km)</td><td>160×100</td><td>130×90</td><td>150×125</td><td>80×55</td><td>75×40</td><td>不清</td></tr>
<tr><td rowspan="4">东部物源</td><td rowspan="2">怀德体系</td><td rowspan="2">怀德水系</td><td>方向</td><td>S→N</td><td>S→N</td><td colspan="4" rowspan="2">不存在</td></tr>
<tr><td>长×宽(km)</td><td>125×80</td><td>45×75
(存留)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">九台体系</td><td rowspan="2">九台水系</td><td>方向</td><td colspan="5" rowspan="2">不存在</td><td>SE→NW</td></tr>
<tr><td>长×宽(km)</td><td>55×40</td></tr>
<tr><td rowspan="2">内部物源</td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2"></td><td>方向</td><td colspan="3" rowspan="2">不存在</td><td colspan="2">自中央古隆起向西、北、东</td><td rowspan="2">不存在</td></tr>
<tr><td>长×宽(km)</td><td colspan="2">一般规模较小,为粉砂岩透镜体</td></tr>
</table>

总之，当时松辽盆地南部地貌基本特点有二，其一是盆地的东、西、南地势高，成为分散的蚀源区，向中间变低，形成宏观的统一的汇水区。其二，在变迁过程中，中央古隆起时隐时现，由于它的存在，自然形成了东西两物源的分界。而且，其自身有时也偶尔成为物源区，为沉积区提供碎屑，故以地貌作为划分沉积体系的依据则极为自然。

(2) 东、西部物源划分的重矿物依据 根据稳定重矿物资料，大体可将外部物源划分为东、西两部分。东部物源以石榴子石和锆石为主，如青一段石榴子石含量达 17～34%；西部物源以锆石和磁铁矿为主，其中保康体系各时期一般为 50～60%，英台体系一般大于 60～70%（表 2-4-4）。利用石榴子石与锆石的比值，可将盆地南部泉四段的东西部物源明显区别开来。东部物源石榴子石／锆石大于 1；西部此数则小于 1。其分界大致在前郭西侧—双坨子东侧一带。这与古地形分析的结论是一致的。

表 2-4-4　主要沉积体系的稳定重矿物一览表

层位及体系	种类 / 含量(%)	锆石			磁铁矿			石榴子石		
		最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均
嫩一段	保康体系	50.0	25.0	38.5	34.0	2.7	15.1	18.0	2.0	6.2
	英台体系	50.0	15.0	37.0	41.0	18.0	23.2	16.0	1.0	8.5
姚二、三段	保康体系	58.0	23.0	41.5	46.0	4.6	17.7	17.0	1.0	4.3
	英台体系	60.0	25.0	42.2	36.0	21.0	28.1	5.2	0.5	2.2
青二、三段	保康体系	52.0	8.5	26.8	65.0	10.0	49.4	37.0	2.0	9.5
	英台体系	48.0	16.0	40.0	74.0	30.0	45.6	6.8	0.5	3.1
青一段	保康体系	55.0	8.0	36.5	59.0	17.0	40.8	8.5	2.0	8.1
	英台体系	29.0	6.4	14.4	10.0	7.0	28.2	48.0	17.0	28.2

3.各沉积体系的沉积特性

(1) 英台沉积体系的沉积特征　英台体系位于盆地西侧，总体方向近东西，与湖盆主轴方向垂直，其古地貌为一东倾斜坡，坡降一般为 1.11～1.75‰（表 2-4-5），临近湖区可达 4.5‰。英台体系有两个物源区，一个在镇赉和泰康之间，即北西—南东的英台方向；一个在白城—洮南附近，即东西向或南西西—北东东向的红岗方向，二者之间为相对稳定的湖湾区。因此，形成流短（80～100 公里）、域宽（140～150 公里）的展布状况。其特点如下：①该体系为冲积扇—三角洲体系。就是说，它的相序发育不全，缺乏泛滥平原相（图 2-4-7），但由于河水动力较强，形成发育的水下三角洲前缘。其面积往往大于水上分流平原面积。②沉积物风化与分选程度低，根部岩石中常见泥、砾混杂，基岩风化砾与钙砾混杂，砂岩中含岩屑高达 40～50%。③冲积扇部位具有典型的辫状河层序及结构特征。西部各井岩相组合特征是正韵律，砂砾岩和砂岩含量高达 40～70%，最高达 88%，且每个韵律的顶部垂直加积泥质物很薄，而不同于曲流河结构特征（图 2-4-8）；④具备冲积扇的重力流搬运特征，冲积扇部位岩性除粗、杂、红、块状等特征外，还有悬浮载荷方式搬运的砾状泥岩、泥质团块、基质支撑的混积岩和斑块构造的角砾岩等（图 2-4-9）。⑤体系中砂体平面展布呈扁形、肾形。长短轴之比小于 1。前缘单体砂岩，长轴平行湖岸线排列（图 2-4-10），由于岸陡，水流垂直盆地轴，其砂体平面摆动幅度不大，但有进退之变，由此，砂体前缘部分砾岩骨架中镶嵌着砂岩，砂砾岩和砂岩骨架中镶嵌着湖相泥质岩，彼此犬牙交错（图 2-4-11）。

表 2-4-5 英台地区古坡降一览表

层位		沉积方向	上游			下游			全程		
			平距(m)	高差(m)	坡降(‰)	平距(m)	高差(m)	坡降(‰)	平距(m)	高差(m)	坡降(‰)
下白垩统	泉四段	英台方向 NW—SE	25000	60	2.4	30000	20	0.67	55000	80	1.45
		红岗方向 W—E	35000	80	2.28	30000	20	0.67	65000	100	1.54
	青一段	英台方向 NW—SE	20000	50	2.5	20000	20	1.0	40000	70	1.75
		红岗方向 SWW—NEE	25000	40	1.5	20000	10	0.5	45000	50	1.11

(2) 保康沉积体系的沉积特征　保康体系位于盆地南端，其方向北东，与盆地主轴斜交，参见图 2-4-5，基底坡度较缓，为 0.7‰。流域长达 150～200 公里，前人总结其背景为“源远流长”，特征如下：①为河流—三角洲体系。它的相序完整，水系经山麓平原、泛滥平原、分流平原人湖，沿途发育有洪积相、泛滥平原相、三角洲分流平原相和三角洲前缘相，形成一个完整的三角洲体系，参见图 2-4-7A。②砂岩成熟度高，一般以长石质硬砂岩为主，砂粒为次棱角状、分选较好。③垂向上具有曲流河沉积层序，参见图 2-4-8。冲刷面之上的砂岩—大型槽状交错层理中、细砂岩和平行层理的细、粉砂岩→小型槽状交错层理→粉砂岩→含钙质结核块状泥岩，呈正韵律，每个韵律顶部垂直加积的泥质岩厚度大。④砂体平面呈舌状展布，水下部分一般不发育，小于陆上部分。湖盆兴盛期，湖岸线大体位于砂体核部；衰退期，湖岸线收缩至砂体前缘。此外，湖水进退，湖岸线摆动频繁且幅度较大。⑤前缘单砂体几何形态呈鸟足状。据砂体成因分析，三角洲前缘河口沙坝呈条状垂直湖岸线延伸，组合形态鸟足状分布。

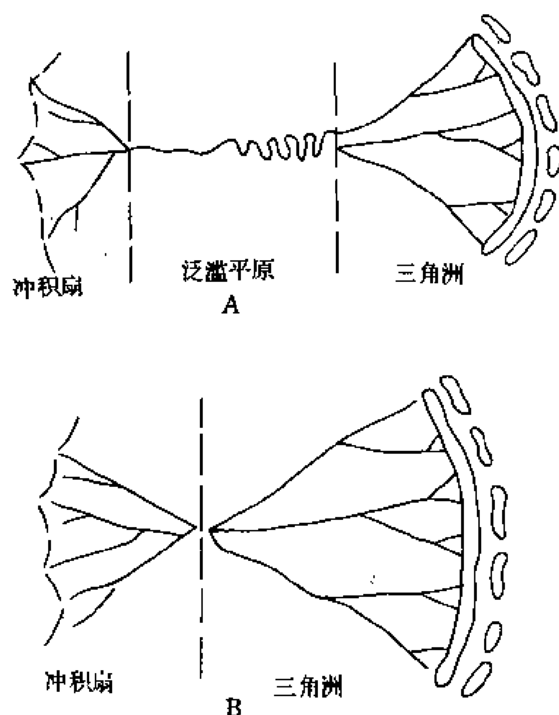


图 2-4-7　英台三角洲体系示意图

A—河流—三角洲体系；B—冲积扇—三角洲体系

三、沉积相带及其展布规律

沉积相带是同一时间地层，同一类型的沉积相的横向集合。它打破沉积体系的局限，可以烘托出盆地古地貌景观。吉林油田研究院对松辽盆地沉积相带进行研究后，绘制了全盆地青一段—嫩一段不同时期的相带分布图（图 2-4-12、2-4-13）。

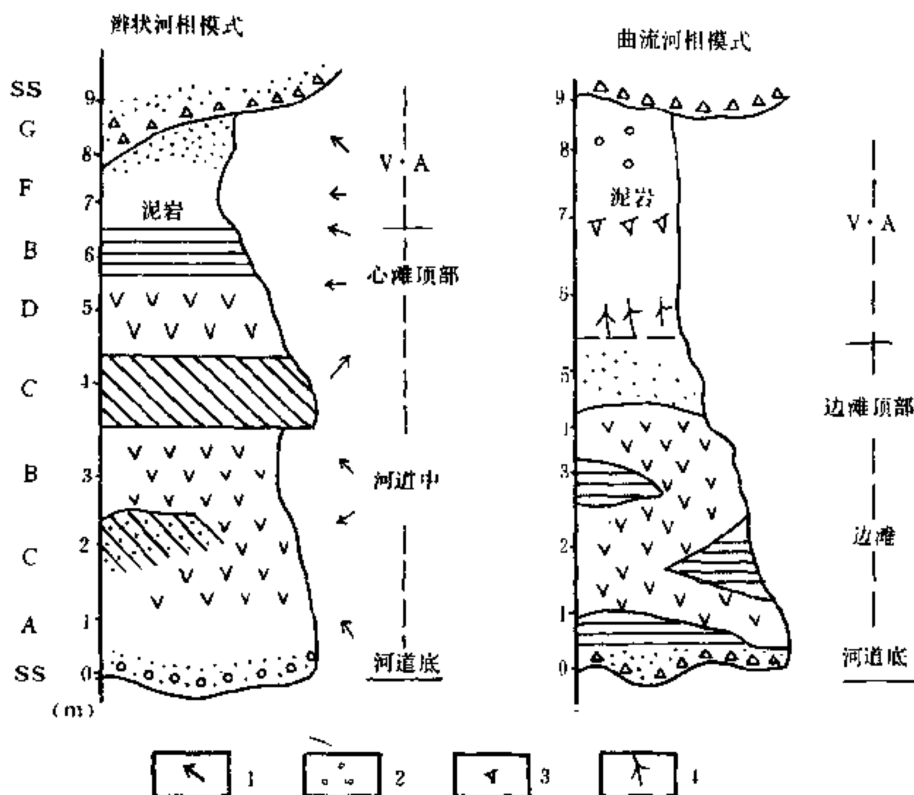


图 2-4-8 辫状河与曲流河相模式层序结构特征图

1—水流方向；2—钙质结核；3—泥裂；4—植物根

SS—冲刷面；V·A—垂直加积沉积物(泥岩)



图 2-4-9 镇 2 井砂砾岩岩芯素描图

这两幅图有两个基本特征，其一是相带由盆地边缘向中心作环状分布；其二是各时期的湖相面积作有规律的伸缩、变迁。从而说明古松辽湖是具有多物源、多水系的内陆湖，在发育过程中曾经历过湖盆兴衰和沉积中心的迁移地史事件。

泉四段—明水组沉积期在纵向上共有两个泛滥平原—深湖—泛滥平原相的序列（参见图 2-4-14)。两者相序相同，但每个相的发育时间殊异。最明显的是第一序列的泉四段—青一段之间和第二相序的姚一段—姚三段之间的滨浅湖相发育时间特短，而上覆的深湖相及滨浅湖相则不协调地拉长。这种相序演变特征反映了盆地"兴盛"的速度较"衰退"速度快，其沉积性质也由补偿性沉积骤变为非补偿性沉积，从而造成还原环境，利于生油。

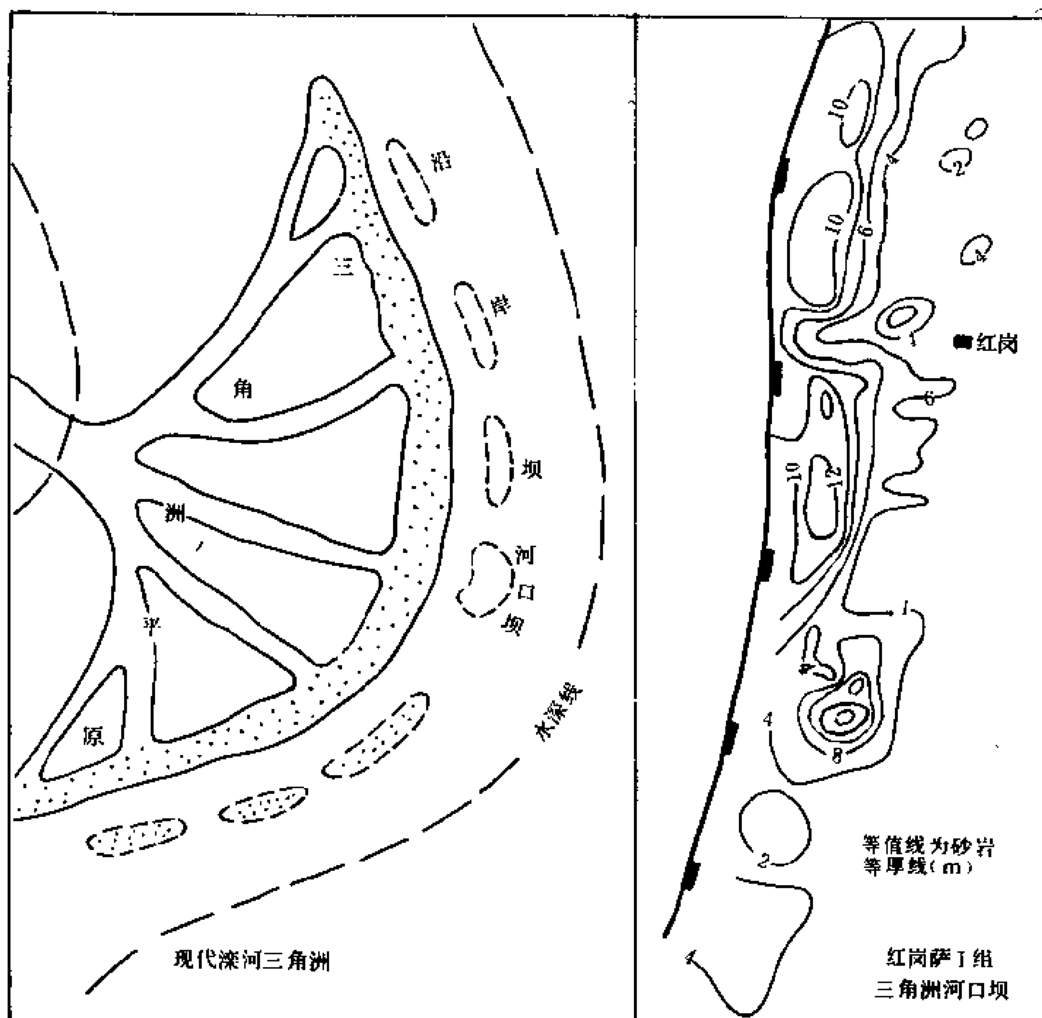


图 2-4-10　现代滦河三角洲与红岗萨Ⅰ油组三角洲对比图

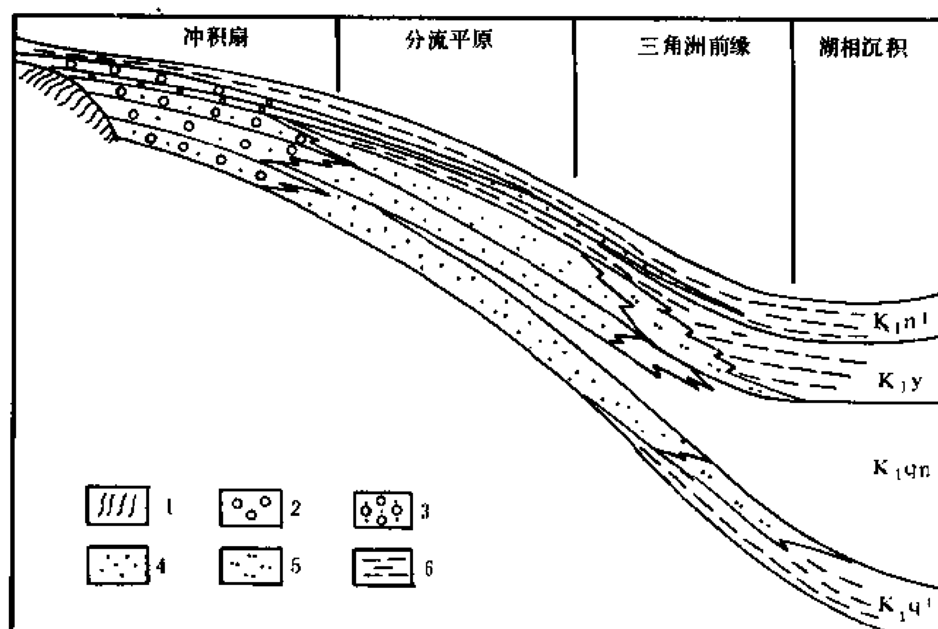


图 2-4-11　英台冲积扇—三角洲体系剖面示意图

1—片岩；2—砾岩；3—砂砾岩；4—砂岩；5—粉砂岩；6—泥岩

图 2-4-12　松辽盆地早白垩世相带分布与沉积体系概图

A—姚一段沉积时期；B—姚二、三段沉积时期

四、早白垩世中、晚期岩相古地理

所谓白垩系构成松辽盆地的主要盖层，实际是指早白垩世中、晚期的沉积。它不但是盖层的主体，而且是盆地主要含油组合的赋存层位。所以在岩相古地理的研究中也占突出地位。

岩相古地理研究的目的是探讨各沉积体系中沉积相的纵横向变化规律，追索盆地的发育特征，为寻找油气藏（特别是隐蔽油气藏）提供岩相古地理依据。吉林油田在这项研究中曾作了有益的贡献。1978 年在沉积相研究基础上，编制了 9 张岩相古地理图（图 2–4–15 和 2–4–16）。深入讨论了各时期的自然地理状况及沉积特征，并详细统计其湖盆面积、砂泥岩厚度及有机地球化学数据，参见表 2–4–6，从而为达到上述目的奠定了基础。

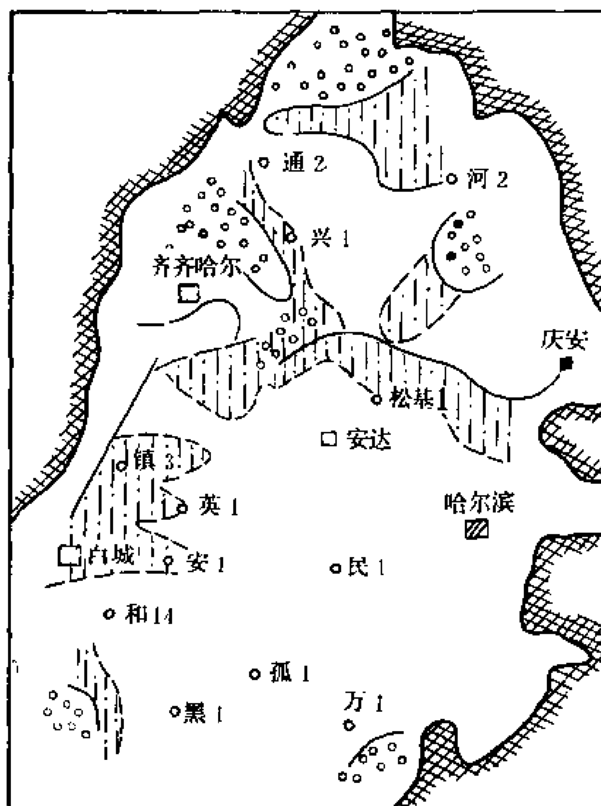


图 2–4–13 松辽盆地早白垩世嫩一段沉积时期相带分布与沉积体系概图

纵观各图展示的松南古地理概貌与现今地理景观基本一致，即东、西、南三面较高，各水系向中间汇集成湖，承纳了英台、保康和东部三个沉积体系的沉积物。各时期的沉积相多数以河湖过渡相为主，它们占沉积面积 2／3～4／5。在盆地发育过程中，湖区面积曾有两次大于河湖过渡带，一次是青山口早—中期；另一次是嫩江初期，后者淹没整个盆地（盆地南部面积超过 10 万平方公里）。二次均形成大面积半深湖—深湖相的非补偿性的沉积，为生油提供了良好条件，其余各期则为油气的聚集提供了场所。

由于构造变动、气候环境和水动力条件的不同，各时期的古地理景观亦颇有差异。

（一）泉四段沉积时期岩相古地理

泉四段沉积早、中期，沉积区西界在白 84、南 11、和 10、南 12 等井以东（参见图 2–4–15A）。东界在长春—哈尔滨一线以西（这是一条剥蚀线，当时其沉积范围可能超越此界，越过长春、抵达双阳盆地）。沉积区主要为洪积相、泛滥平原相和分流平原相。泛滥平原相占面积最大。当时的湖区位于长 1、乾深 1 井以北及英 2 井以东地区，面积约 8100 平方公里，河湖过渡区砂岩最大厚度为 40 米，砂岩等厚线分两个方向向湖区延伸，一由英台指向乾安，与盆地主轴近于垂直；一为保康—乾安方向，前缘经过木 64 井抵扶余一带，呈长条状向北东延伸斜交盆轴，根部在保 6、边 6 井一带，最大厚度为 40 米。这说明当时有两个水体控制的物源区为沉积区提供充裕的沉积物。东部地区即保 2、坨 1 井以东，砂体分布较零散，水系不甚发达。

泉头组沉积末期，沉积范围基本未变，但湖区扩大，面积达 24200 平方公里，砂体向物

源区退缩，保—乾体系砂岩最大厚度为 7 米，等厚线方向略作顺时针转动，呈北东东向。英台体系亦作同样的变化，参见图 2-4-15B。

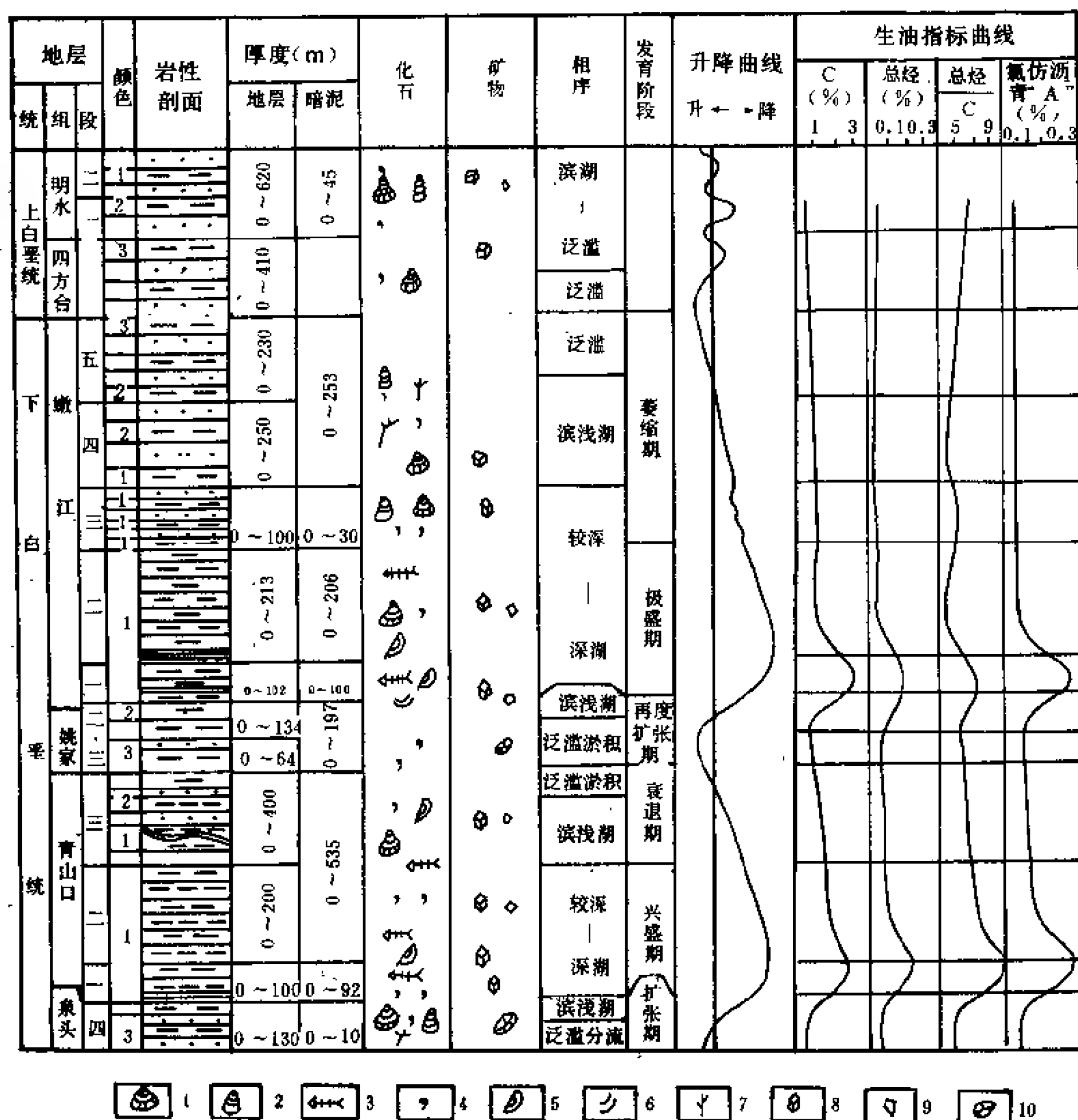
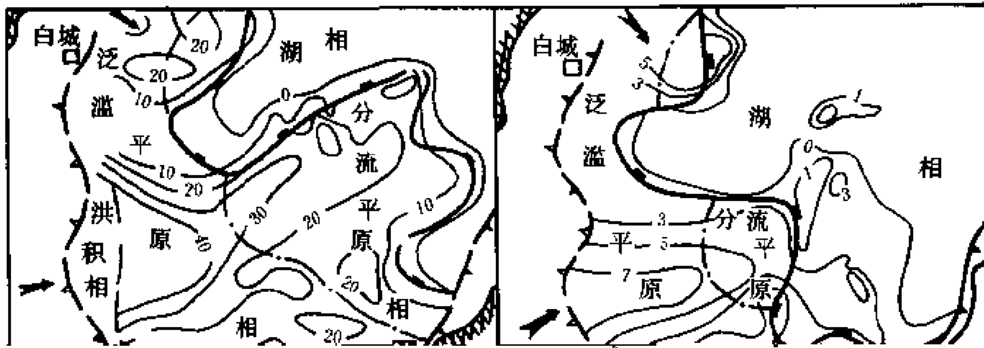


图 2-4-14 松辽盆地南部白垩系(泉四段—明水组)综合柱状图

图中颜色意义:1—黑；2—绿；3—红；

1—蚌；2—螺；3—鱼化石；4—介形虫；5—叶肢介；

6—藻类；7—植物碎片；8—黄铁矿，9—菱铁矿；10—钙结核



白城
泛
滥
平
原
洪
积
相
湖
相
分
流
平
原
相
白城
泛
滥
湖
相
分
流
平
原
平
原

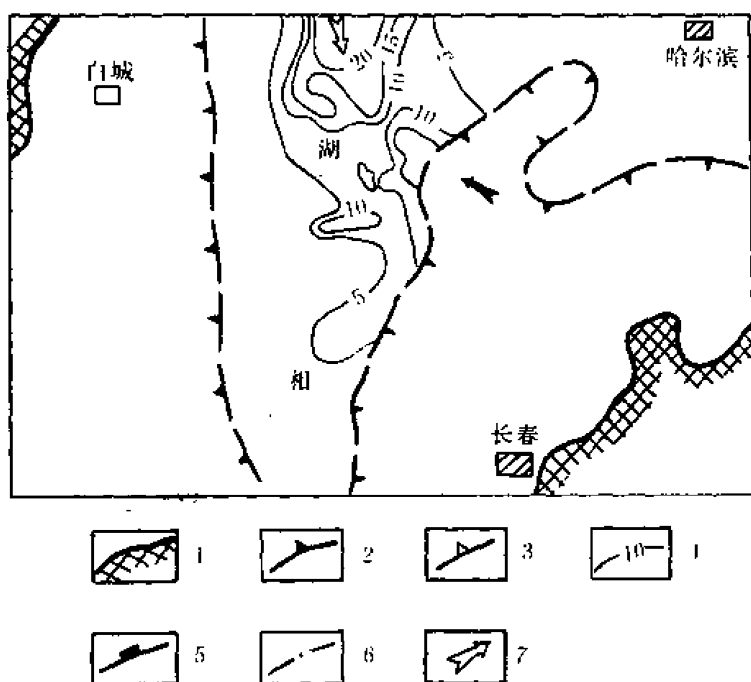


图 2-4-16 松辽盆地南部早白垩世嫩三时期岩相古地理概貌图

1—盆地边界；2—剥蚀线；3—尖灭线；4—砂岩等厚线(米)；5—湖岸线；6—相带界线；7—物源方向

整个泉四段沉积时期，湖区均为波状层理发育的滨浅湖相暗棕红色、暗灰绿色泥岩建造，生物稀少，属于干旱气候条件下的产物。

（二）青山口沉积时期岩相古地理

早期沉积湖区面积猛增，达30300平方公里（参见图2-4-15C）。河湖过渡带面积骤减，第一次小于湖区。两个沉积体系的砂体进一步向后退缩，等厚线近圆形，砂岩厚度最大达40米，主要为泛滥平原相。湖区为半深湖—深湖相的绿灰色、灰黑色泥岩及油页岩。生物发育，遗体保存完整，有时富集成层，暗色泥岩达30米，面积达24700平方公里，有机质丰度有所增加，达2.455%，形成有利的生油层（表2-4-6）。中期湖区开始萎缩，参见图2-4-15D，面积2.78万平方公里，但沉积范围却向西推进。砂体前缘带砂岩厚度达100米。暗色泥岩厚度达100米，面积2.09万平方公里。有机质丰度减为1.531%，生油能力减少，但不失为第二套生油岩。

青山口晚期湖区大面积收缩，仅余8500平方公里，参见图2-4-15E，过渡带向前推进，主要为泛滥平原相，东部出现山前平原淤积相，呈准平原化地形。保康体系砂岩最大厚度80米。英台体系砂岩最大厚度60米，沉积方向摆动不明显。湖区为滨湖、浅湖相灰色、灰绿色、棕红色泥岩沉积，生物稀少，属干旱条件下产物。

据地层考证，青三段沉积后，绝大部分地区曾经历了短暂的剥蚀过程。

（三）姚家组沉积时期的岩相古地理

姚家组沉积时期，湖区继续向大安方向收缩，参见图2-4-15F，面积仅3900平方公里。河湖过渡区以泛滥平原相和山前淤积相为主，占沉积区面积的4/5。保康砂体的前缘出现分叉，砂体呈指状伸入湖区，总体方向作逆时针摆动，主体呈北北东向。但英台砂体方向基本未变，仅向湖区延伸，砂岩最大厚度为25米。此时期盆地东南部沉积体系（怀德体系）可能伸向湖区。湖区沉积以滨浅湖相的灰绿色和灰黑色泥岩夹棕红色泥岩为主，厚度达80米，面积为2200平方公里。化石较少，呈干旱气候条件下的沉积特征。

晚期湖盆再次兴盛，参见图2-4-15G，但湖水有向西滚动趋势，东部体系的砂体向西挺进，局部厚度达20米。

表 2-4-6　松辽盆地南部早白垩世中—晚期湖盆发育数据表

地层 组	地层 段	含油组合	接触关系	湖区 主要相带	湖区 面积(km²)	暗色泥岩 厚度(m)	暗色泥岩 面积(km²)	有机地球化学生油指标(%) 有机碳	总烃	烃含量/有机碳	氯仿沥青"A"	烃含量④	湖盆发育期
嫩江组	五	上部	角度不整合	①	②	—	—	—	—	—	—	—	萎缩期
嫩江组	四	上部	角度不整合	滨湖浅水相	—	10—105	5410③	0.761	44.5	1.2	0.021	0.009	萎缩期
嫩江组	三	上部	角度不整合	滨湖浅水相	20300③	10—64	8485③	0.997	63.7	2.3	0.036	0.023	萎缩期
嫩江组	二	上部	角度不整合	半深湖—深湖	>100000③	10—140	10015③	0.762	56.8	1.0	0.014	0.008	极盛期
嫩江组	一	上部	角度不整合	半深湖—深湖	>100000③	10—62	13805③	2.932	58.3	6.8	0.340	0.198	极盛期
			整合—不整合										
姚家组	三、二	中部		滨湖浅水相	4500	10—65	4300	0.286	55.3	2.1	0.010	0.006	再度扩张期
姚家组	一	中部		滨湖浅水相	3900	10—30	3650	0.286	55.3	2.1	0.010	0.006	再度扩张期
			整合—不整合										
青山口组	三	中部		滨湖浅水相	8500	10—90	5335③	1.531	60.8	5.3	0.134	0.081	衰退期
青山口组	二	中部		半深湖—深湖	27800③	10—130	10030	1.531	60.8	5.3	0.134	0.081	兴盛期
			整合—不整合										
青山口组	一	中部		半深湖—深湖	30300③	10—61	11700	2.485	62.3	9.7	0.385	0.239	兴盛期
泉头组	四(上)	下部		滨湖浅水相	24200③	10—45	7470	0.245	60.0	2.9	0.011	0.007	扩张期
泉头组	四(中、下)	下部		滨湖浅水相	8100	—	—	—	—	—	—	—	扩张期

①据现有资料，盆地南部为泛滥平原相。

②划杠者未做工作。

③不包括区域上的后期剥蚀面积。

④为占岩样的重量百分含量，0.009%＝90 毫克／升。

（四）嫩江组沉积时期的岩相古地理

嫩江组沉积的早、中期湖区范围再次猛增，面积大于 10 万平方公里（包括开鲁），整个松辽盆地均陷入湖水之中，参见图 2-4-15H。主要岩相为半深湖—深湖相深灰、灰黑色泥岩夹泥灰岩、油页岩。泥岩厚度 30～110 米，面积 22600～35100 平方公里。泥岩中生物繁茂，且保存完好，有机质丰度达 2.932%，气候条件潮湿温暖，形成松辽盆地南部又一重要生油层系，参见表 2-4-6。

嫩三段沉积时期湖盆开始萎缩，面积仅 2030 平方公里（此指剥蚀残留面积，沉积当时湖水范围可能大些）。湖区主要沉积为滨浅湖相灰色、灰绿色及棕红色泥岩，生物贫乏，全

区又一次陷入干旱期，参见图2-4-16。嫩江期末的燕山Ⅳ幕运动造成上、下白垩统之间的不整合，即湖盆曾一度干涸。

第三节　湖盆兴衰及砂体发育特征

一、湖盆兴衰的发育特征

根据泉四段—明水组沉积时期的综合柱状图（图2-4-14）及岩相古地理的分析（参见图2-14-15、表2-4-6），可以看出松辽盆地南部早白垩世中、晚期湖盆发育可划分为6个阶段，即扩张期、兴盛期、衰退期、再度扩张期、极盛期和萎缩期。可以总结为“两兴”、“两衰”，就其兴衰的速度而言，又可描述为“兴急”、“衰缓”。

“两兴”指青一、二段和嫩一、二段沉积时期参见图2-4-15C、15D、15H。这两个时期的湖盆面积表现为急剧增加，泉四段早、中期至青一段之间变化数据为8100～30300平方公里，增加3倍多；姚三段—嫩一段之间此数为4500～100000平方公里，增加近25倍。岩相则由时间上暂短的滨浅湖相，过渡为漫长的半深湖—深湖相沉积，颇具“跃进”趋势，参见图2-4-15C，岩性以暗色泥岩为主，有机质含量之丰富达到区内的顶峰。

“两衰”指青三段和嫩三—五段沉积时期，参见图2-4-15E和2-4-16以及表2-4-6。嫩江组与上覆地层呈区域不整合关系。在青山口期末，盆地周边及内部个别地区上升，可谓松辽湖盆衰退的表现。这两次衰退，湖区面积逐渐缩小，岩相以较广阔的滨浅湖相为主，暗色泥岩厚度减薄，水面缩小，生油指标降低，处于生油低值带。但这一过程是缓慢进行的，青山口中晚期厚达500米以上的滨浅湖相地层，可为佐证。相比之下，湖盆兴盛期以前的滨浅湖相地层仅10余米，可见兴衰速度相差之悬殊。

湖盆兴衰急缓的发育过程，具有特殊的石油地质意义。湖盆急剧发育导致非补偿性深湖相沉积，加之当时气候条件适于生物繁衍，为生油物质的沉积和保存提供了良好的条件，故两次兴盛期成为盆地的有利生油期。湖盆的两次衰退，发育了保康和英台两大砂岩体，又为油气的聚集提供了良好的储集空间。兴衰的交替形成了上、中、下多套含油组合。

二、松辽盆地南部的砂体

砂体是沉积砂岩相的总称，属于沉积体系的一部分，多形成于河湖过渡带。同一体系中的砂体排列，按沉积模式作有规律的分布，不同体系中的砂体，则因物源水系及与盆地的相对位置和水动力条件的不同而各具特色。砂体是油气聚集的场所，对它的研究有助于沉积环境的研究和油气分布规律的分析，在寻找岩性、地层及混合类型油气藏的过程中，这项工作尤其重要。

松辽盆地南部早白垩世中、晚期砂体极为发育，它们分别属于英台、保康和怀德三个沉积体系，现就各体系的三角洲以下各砂体分述如下：

（一）英台体系的砂体

英台砂体是平行湖盆长轴发育的肾状砂体，源于英台和红岗两个水系，其长75～85公里，宽120～135公里，基本上属于渐进型三角洲体系。

由于古松辽湖盆的兴衰，砂体的消长和变迁，形成6种主要砂体类型，它们分别生成于湖水扩张和收缩的背景之下。

1.湖水扩张背景下的砂体

形成平行湖岸分布的朵状河口沙坝砂，大面积的前缘席状砂和扇形分流河床砂。

(1) 朵状河口沙坝砂　嫩江初期，湖水扩张，河流水动力和湖水动力均较强。最典型的是红岗地区嫩江组底部（萨Ⅰ油组：S_{I}）三个河口沙坝砂（图 2-4-17），它是姚家末期红岗地区广遭湖侵后，从白城蚀源区向东推进的碎屑物，在安广西侧入湖后向红岗方向增生形成的最后一批河口坝。这三个河口坝从整体来看呈朵状，从分别切过各坝的南北向剖面来看，我们可以得出南、北、中三个河口坝依次形成的结论。其中南沙坝砂略呈向西凹的新月形（3.25×2 公里）。这是河水入湖冲击所形成的。当河口摆至中沙坝位置时，南分流仍然存在，其中间分流水动力相对较弱，加之湖水逐渐扩张，水动力相对较强，所以中沙坝位置略向西退缩，且呈椭圆形（5×1.75 公里）；同理，北沙坝更向西退缩。南北轴向更长（5.75×2 公里），砂层厚度更薄。在三个沙坝之间及前缘，尚发育大面积的席状砂岩区。

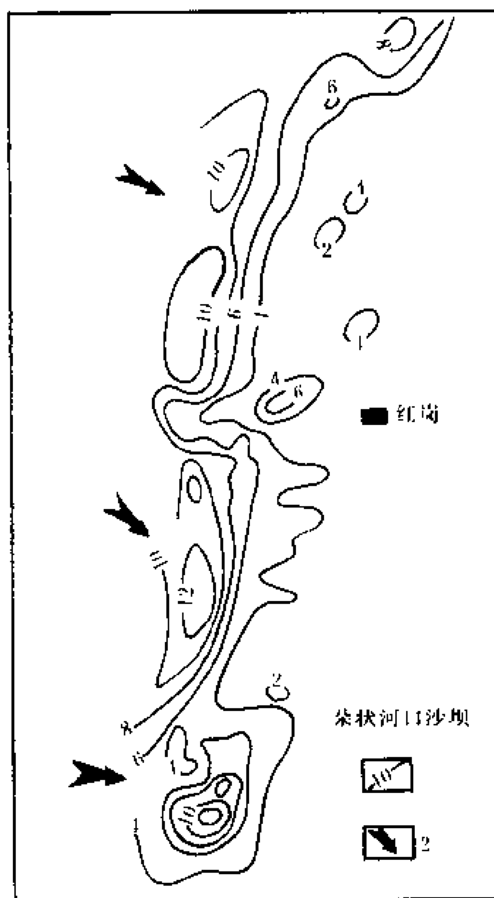


图 2-4-17　红岗地区萨Ⅰ油组顶部砂岩等厚图

1—砂岩等厚线(米);2—箭头为物源方向

此外，该区泉四段、青山口组、姚家组顶部，均发育有河口坝砂体。但是，深部因资料较少，只能勾绘出大体轮廓，且没有萨Ⅰ组典型。

(2) 前缘席状砂　虽然同处于湖水扩张总背景下，但湖水动力超过河水动力时，河流输入的泥、沙很快被湖水改造成席状，平铺在湖底。此类型形成于较浅的湖水中，波浪作用较大。红岗地区中北部姚家组顶部砂层即属此型（图 2-4-18A）。其形态特点是面积大、单层薄、前缘弧线较圆滑、呈扇形。蚀源区在白城一带，河口由安广以西向红岗方向推进，席状砂区最远抵达红岗以东。

(3) 扇形分流河道砂　明一段第三砂组顶部有区域标志层，该层之下第三砂组顶部的（10 米左右）砂体形态明显展现出扇形三角洲平原特点（图 2-4-18B）。其蚀源区在东部，在到红岗之前已形成三个分支河道。它们在红岗西缘形成半弧形的厚砂镶边，反映了湖水动力较强，但西部地形坡降为 0.55‰，说明河水动力亦不弱。中部主流线部位，泥、沙推进到安 1 井附近。

2.湖水收缩背景下的砂体

此时，形成长而厚的水下河道砂，宽而薄的前缘带状和湖相断续状透镜砂。

(1)水下河道砂　嫩三末期，盆地北部、东部抬升，湖盆向南、向西明显收缩，英台砂体退出本区。北部砂岩滚至古龙一带，且沿盆地长轴发育，其前缘抵达红岗北部。图 2-4-18C 是红岗地区密井网钻井所获嫩三段上部单韵律砂体形态图，它揭示了水下河道在红岗北部摆动情况：河道首先到达红 6-8 井一带，而后向南摆至红 11-7 井一带。且横穿红岗地区北部，向西推进。该层最大厚度达 18.5 米（红 6-8 井），一般厚 10 米左右。主流线

上该层电测曲线形态呈均匀状，而两侧出现反韵律，并向席状砂过渡。

(2) 前缘带状砂　嫩三早、中期，北部砂体前缘在红岗中部形成带状砂体(图2-4-18D)，其特点是砂体展布宽，砂层薄而不稳定（0.5～5米，平均2～2.5米），甚至在砂体中出现零值区。

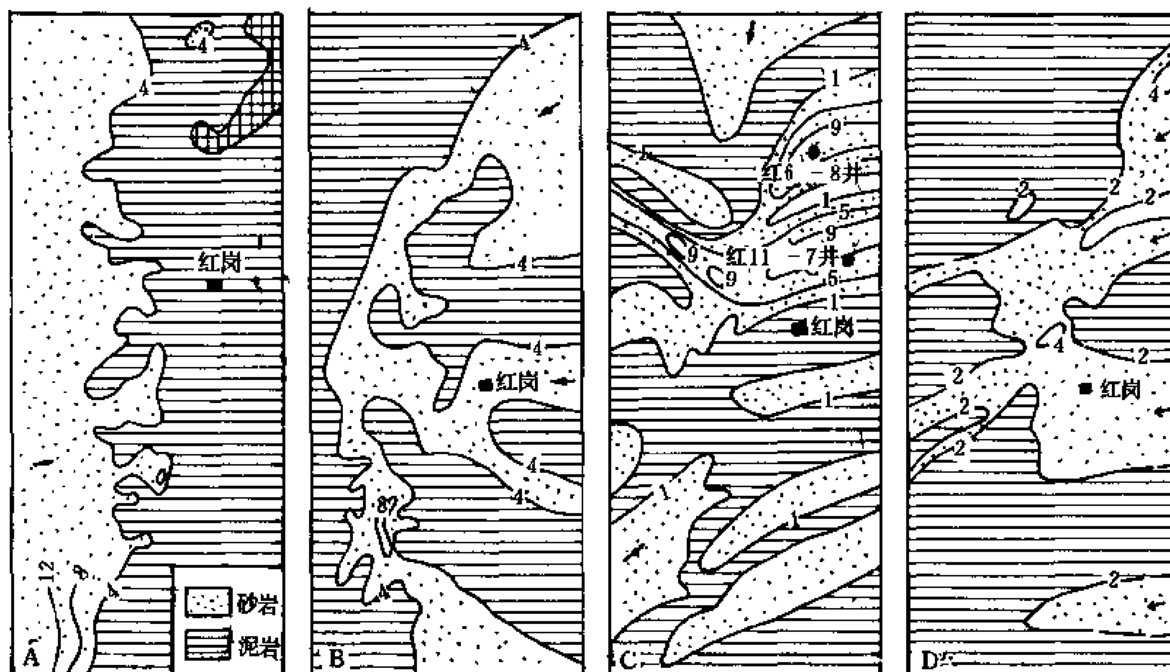


图2-4-18　英台地区砂体分布图

A—前缘席状砂;B—扇形分流河道砂;C—水下河道砂;D—前缘带状砂;

图中箭头示水流方向，数字表示砂岩厚度(米)

红岗地区嫩三段沉积时期，垂向层序自下而上由前缘带状砂变为水下河道砂，反映湖水逐渐退缩，砂体向前推进的过程。如果依沉积方向追索，可在黑Ⅱ油组第2砂层（H_2^2）、第3砂层（H_2^3）的带状砂之后找到水下河道砂，在黑Ⅱ油组第1砂层（H_2^1）的水下河道砂之前找到带状砂。

(3) 断续状透镜砂　位于前缘席状砂之前，大致沿沉积方向向湖底地形低洼处伸展，呈断续状分布。是河水动力特强时（如洪水季节）或三角洲前缘砂被湖流改造，带入湖区较深部位沉积之透镜状砂体。如大安北部及海坨子一带姚家组底部和泉四段砂岩。单层厚度薄(2米左右)，变化大，多为含泥粉砂岩或泥质粉砂岩。

(二) 保康体系的砂体

保康砂体位于松辽盆地南部。和英台砂体同样，最迟于1976年就有人确认其存在，但研究较少。1979年，吉林油田研究院在"对松辽盆地南部早白垩世中—晚期湖盆沉积的几点认识"一文中，分析了大量的钻井地层、岩石粒度、重矿物资料，证明了保康砂体的根部在保康、边昭一带。砂体呈舌状向盆内延伸，前缘可抵扶余、新木一带。砂体的长轴与盆地主轴交角摆动于45°～30°之间。砂体分布面积亦因湖盆的兴衰变化于10000～27600平方公里之间（表2-4-7）。综合各方面的资料，认为属河流—三角洲体系中的砂体。各时期的发

育特征如下:

表 2-4-7　松辽盆地南部保康砂体数据表

项目 \ 数据 \ 层位	泉四段	青一段	青二段	青三段
砂岩体轴向	SWW—NEE	SWW—NEE	SW—NE	SW—NE
万盆地长轴交角	45°	45°	40°	30°
砂岩体长度(km)	260	140	180	170
砂岩体宽度(km)	110	80	110	80
砂岩体面积(km^2)	27600	10000	20000	15000
前缘面积(km^2)	14700	4600	7400	5700

1.泉四时期保康砂体的发育特征

泉四时期，保康砂体大致沿南西西—北东东方向分布。砂体分布面积 110×260 平方公里。从表 2-4-8 可以看出，该砂体的厚度、单层砂岩厚度以及砂层厚度与地层厚度的比值沿前述方向的递减情况。表 2-4-9 为沿同一方向的重矿物递增趋势。由此可见，砂体的主轴方向位于保 9 井与长 1 井连线方向，与盆地主轴斜交成 45° 角。物源来自保康、边昭一带。

表 2-4-8　保 9 与长 1 等井泉四段地层砂岩数据表

井　号	保 9	七 1	黑 2	孤 4	木 64	尔 5	探 5	扶 201	扶 222	长 1
井段(m)	586.0～692.5	631.0～1740.0	2569.5～2700.0	1494.0～1601.0	1245.9～1300.0	547.5～643.5	375.0～456.5	359.0～465.0	3140～4040	388.5～482.0
地层厚度(m)	96.5	109.5	134.7	102.5	101.0	96.0	81.5	106.0	90	93.5
砂岩总厚度(m) / 层数	62/15	78.5/12	64/20	34/9	42/16	53.5/24	43/10	21/3	21.5/6	0
一般厚度(m)	2～3.5	3～6	1.5～8	2.5～3.5	1.0～1.5	1.5～2.0	1.5～3	3.5	1～8.5	0
最大厚度(m)	11.5	13.5	6.5	8.6	6.5	8.5	7.5	11.0	6.5	0
砂层厚 / 地层厚 (%)	64	72	49	31.8	41.5	56	53	19	24	0

表 2-4-9　保 2 与长 4 等井泉四段中期末锆石百分含量表

井　号	保 2 井	坨 1 井	木 10—13 井	长 4 井
锆石含量(%)	16.4	28.8	32.2	31.3

沿保康砂体主轴方向，从保9井至长1井，泉四早、中期的岩性为浅灰色中细砂岩夹红色或绿色块状泥岩组成的5至6个正韵律，沉积岩普遍含钙质结核，砂岩以块状为主，具大型交错层理，表现出泛滥平原相的特点。从孤6井至扶222井砂岩粒度变细，以层状为主，砂泥岩交错变化频繁。扶余—新立地区泉四段沉积中期末，此间河水从南向北进入湖区，单层砂岩几何形态呈掌状，且具指状前缘（图2-4-19），表现出三角洲平原相的特征。长1井开始，进入滨湖区。此间保康砂岩体厚度变化不大（一般为80～100米），砂体发育状况及岩性特征较稳定，各钻孔所见砂泥岩组成的正韵律频繁重叠。结合当时古地理状况，推测当时水系具有网状河流的特征。加之河流的摆动，致使沉积了面积大、韵律多、连续性好的砂岩。所以从宏观上看，该砂体表现出河流相到分流平原相席状砂体特征。

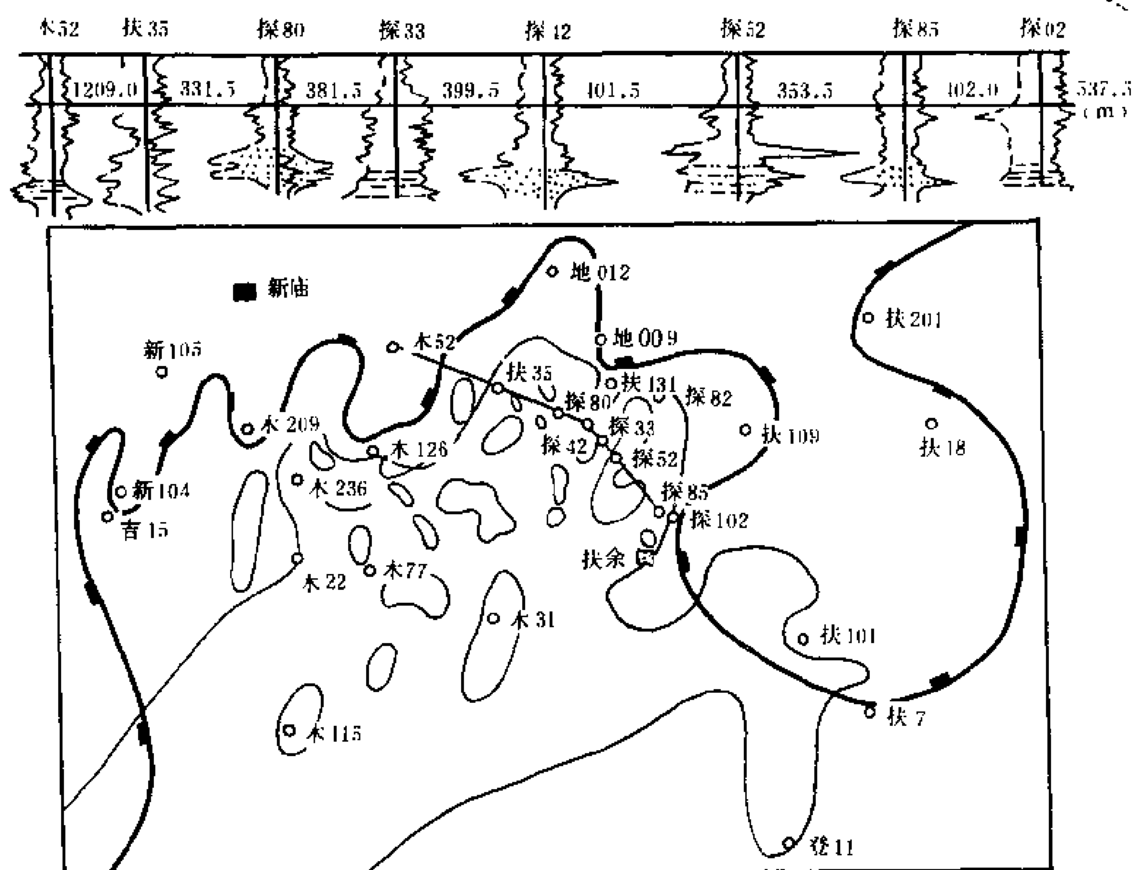


图2-4-19 扶余—新木地区泉四段中期末砂体几何形态图

2.青山口时期保康砂体的发育特征

青山口早期，从保康向北东东方向延伸，其前缘零值线大致在乾安、孤店和大老爷府东侧。砂体延伸方向与盆地长轴交角45°左右，延伸长度约140公里，前缘面积为4600平方公里（参见图2-4-15C和表2-4-7），其前缘主要在黑帝庙、大老爷府、双坨子、长岭一带，表现为三角洲浅水区特征。

青一时期，大老爷府、双坨子一带地层厚度为50～60米，在坨1井区三角洲前缘席状砂岩—河口沙坝砂岩发育。砂岩岩性为深灰色，泥岩质纯，水平层理发育，富含介形虫、鱼

骨化石碎片及粉末状黄铁矿。双坨子地区前部是浅湖相薄层砂质岩或生物碎屑层稳定分布区，如南 76 井等。

黑帝庙、乾安一带与其面貌迥然不同，该处青一段厚度大于 90 米，在黑 2 井发育一套三角洲前缘相砂岩与三角洲分流平原相砂岩。岩性为浅灰色粉细砂岩，成分以长石、石英为主，含火成岩岩屑及少量高岭土。砂岩间发现有灰黑色泥岩，其层理极为发育，沿层理面见小体介形虫化石和金黄色叶肢介碎片，并见少量鱼刺化石和碳化植物茎（8×1 厘米）。但向北至乾深 1、2 井却完全相变为一套半深湖—深湖相泥页岩夹油页岩。泉四段沉积晚期及青山口组沉积早期，湖水扩张，使三角洲前缘退至黑帝庙、大老爷府、双坨子一带。但双坨子一带临近浅湖区，黑帝庙、乾安临近深湖区。在此湖侵背景下，深水区消能作用尤强，砂岩向湖区迅速尖灭，这些特点与浅水区砂岩逐渐相变为浅湖相薄层砂岩的特点恰成鲜明对照，这一差异在青二段表现得更加明显。

青山口组沉积中期，湖区略为收缩，三角洲向前加积（不甚明显），表现为砂岩零值线向北东推至前 25 井和前 7 井之间。孤店地区发育了一套三角洲前缘相砂岩，再往前，到前 25 井相变为暗灰色泥岩夹薄层砂质岩和生物碎屑层的浅湖相沉积。砂体延伸方向与盆地长轴交角约 40°，延伸长 180 公里，宽 110 公里，面积约 20000 平方公里，前缘面积 7400 平方公里（参见图 2-4-15D 和表 2-4-7）。这时，大老爷府—双坨子地区仍表现为浅水沉积特点。在厚 150～160 米的青二段中，主要发育了三角洲前缘席状砂岩—河口沙坝砂岩，且具反韵律特征。如坨 3 井青二段为灰白、浅灰色粉砂岩夹黑色泥岩（特征与前述坨 1 井青一段相似）。其下部席状砂自然电位曲线具反韵律特征，此前部宽广的湖区仍见一套较稳定的湖相薄层砂质岩夹于暗色泥岩之中。

在深水区的黑帝庙至乾安一带，地层厚达 200 米，仍为一套三角洲前缘相与分流平原相砂岩。其中黑帝庙砂岩异常发育、见有单层厚度达 14 米的河口坝砂岩（或称叶状体），乾安一带者仅顶部见有一层 3.5 米的砂岩。及至乾深 1、乾深 2 井区，砂岩迅速尖灭，相变为湖相泥岩。

青山口晚期，砂岩主轴大致摆动至乾安孤店之间，砂体延伸方向与盆地长轴交角约 30°，延伸长度约 170 公里，宽约 90 公里（参见表 2-4-7），此时深水区一侧青三段厚达 360 米，加积作用亦较明显。其表现有二：一是黑帝庙开始发育大套暗棕色泥岩和砂质泥岩，且夹有一组分流平原或泛滥平原相砂岩；二是砂岩从黑帝庙向乾安方向延伸，乾深 1 至乾深 2 井薄层席状砂岩累积厚度达 20 余米。此时黑 2 井主要为棕红色泥岩及泥质粉砂岩、浅棕色泥岩夹灰白色粉、细砂岩段，构成几个正韵律层。砂岩间的泥质岩，顶部为灰色、底部为黑色。暗棕红色泥岩呈块状，含粉砂，偶见高岭土及直径为 0.1～0.2 厘米的暗紫红色钙砾及黑色钙质结核，同时见 1～2 厘米的灰绿色斑块。浅棕红色砂质泥岩，含砂，有厚约 1～2 厘米的灰白色条带，呈水平状分布泥岩中。砂岩所夹的灰绿色、灰黑色泥岩均含粉砂、粉细砂岩，成分以长石、石英为主，含高岭土较多，风化程度较深。砂岩分选差，颗粒为次圆及次棱角状。在 2035 米附近见砂岩底部具黑色小泥砾。由此推断，黑 2 井青三段有泛滥平原相或三角洲分流平原相砂岩。但到乾深 1、乾深 2 井，青三段含砂岩 20 余米，可能属三角洲前缘相席状砂岩。此时双坨子—大老爷府一带沉积一套厚度较大的棕红、暗紫红、灰绿及灰色泥岩、砂泥岩等，厚约 200 米。泥岩为块状，含钙中—强，偶见化石。泥岩及砂泥岩中夹有砂岩。结合老 1 井、坨 1 井的自然电位曲线特征，砂岩主要为极不发育的泛滥平原，三角洲分流平原相砂岩，大套红色泥岩为滨湖湖滩淤积的沉积。

另外，综合保康砂体纵横向两个方向的变化情况（表 2–4–10、2–4–11 和 2–4–12），分析砂体特征，也会得出同样的结论。

表 2–4–10 保 9 至新 117 等井青山口组地层与砂岩厚度对比表

层 位	青 一 段					青 二 段					青 三 段				
井 号	保 9	七 1	黑 2	乾深 1	新 117	保 9	七 1	黑 2	乾深 1	新 117	保 9	七 1	黑 2	乾深 1	新 117
井段(m)	540～580	1565.5～1631	2487.5～2569.5	1968.5～2056	1085.0～1156	427.0～540	1437～1550	2265～2487.5	1759～1968.5	851.5～1025	376～427	1321～1422	1940～2265	1384～1750	706～807
地层厚(m)	46	65.5	82	87.5	71	113	143.5	229.5	218.5	227.5	51.0	94	325	366	151
砂厚(*m*)/层数	29／8	37／5	44.5／14	0	0	66.5／21	89.5／21	119.5／44	3.5／1	0	30.5／8	34.5／12	83.0／30	29.5／13	7／3
单层砂岩厚度(m)	1.5～2.5	3～4	2～3	0	0	1～3	2～3	1.5～2.5		0	2～4.6	2	1.5～3	1.5～2.5	2
单层最大厚度(m)	11	19	6.5	0	0	7	14	14		0	9	5	5	3.5	3
砂地比①(%)	63	56.5	54	0	0	59	62	54	1.6	0	61	37	46	8.1	7

①即指地层中砂岩厚度与该地层厚度之比，以下同。

表 2–4–11 和 13 至双 4 等井青山口组地层砂岩厚度对比表

层 位	青 一 段			青 二 段			青 三 段		
井 号	和 13	黑 2	双 4	和 13	黑 2	双 4	和 13	黑 2	双 4
井段(m)	856.5～905.0	2487.5～2569.5	268.5～311.7	776.5～850.5	2265～2487.5	134～268.8	723.5～776.5	1940～2265	134.4～134.91
地层厚度(m)	48.5	82	42.9	80	222.5	133.89	53	325	0.5
砂岩总厚度(*m*)/层数	19／11	44.5／14	7.4／10	6.5／6	119.5／44	7／4	3.5／2	83／30	0
一般厚度(m)	1.5	2～3	0.7～1.0	1	1.5～2.5	1.5	1.5	1.5～3	0
最大厚度(m)	7.5	6.5	1.5	1.5	14	3.5	2	5	0
砂地比(%)	39	54	17.2	8.1	54	5.2	6.6	26	0

表 2-4-12　保康砂体青山口组砂岩一览表

项目 井号	青一段 砂岩厚度(m)/层数	青一段 砂地比(%)	青一段 岩相	青二段 砂岩厚度(m)/层数	青二段 砂地比(%)	青二段 岩相	青三段 砂岩厚度(m)/层数	青三段 砂地比(%)	青三段 岩相
边 7	25.5/5	61	泛滥平原相	76/15	67	泛滥平原相	42/10	60	泛滥平原相
七 1	37/5	56.5	泛滥平原相	89.5/21	54	泛滥平原相	34.5/12	37	泛滥平原相
黑 2	44.5/14	54	三角洲分流平原前缘相	119.5/44	54	三角洲分流平原—前缘相	83/30	26	泛滥平原—分流平原相
乾深 1	0	0	半深湖—深湖相	6.5/1	1.1	半深湖—深湖(顶三角洲)	29.5/13	8.1	滨湖、湖滩相—前缘相
孤 4	0	0	半深湖—深湖相	22/7	12.6	三角洲前缘相	13/8	7.6	滨湖、湖滩相
老 1	19/8	33.9	三角洲前缘相	51/24	32.7	三角洲前缘相	534/18	20.1	泛滥平原—滨湖湖滩淤积相
坨 1	23.5/9	48	三角洲前缘相	64/26	39	三角洲前缘相	5/2	3	泛滥平原—滨湖湖滩淤积相
岭 1	11.5/7	20.6	三角洲前缘相	66/27	46	三角洲前缘相	0	0	泛滥平原—滨湖湖滩淤积相
和 13	19/11	39	滨湖相	65/6	8.1	滨湖相	3.5/2	1	滨湖相
双 4	7.4/10	17.2	泛滥平原相	7/4	52	泛滥平原相	0	0	泛滥平原相

青一段沉积时期七 1 井—坨 1 井砂岩发育，且厚度稳定；边 7 井、七 1 井—黑 2 井砂岩厚度变化大；黑 2 井向北东至孤 4 井砂岩均尖灭。

青二段沉积时期，七 1 井—坨 1 井砂岩仍发育，厚度亦较稳定；边 7 井—黑 2 井砂岩异常发育，厚度变化大，但较青一段向前延伸较远。乾深 1 井在青二段顶部具一层 8.5 米厚的砂岩，孤 4 井前缘相砂岩累积厚度 22 米。

青三段沉积时期，七 1 井—坨 1 井砂岩不如青二段发育，且变化较大。在乾深 1 井、乾深 2 井方向更为发育。

3.姚家期保康砂体发育特点

姚家期保康砂体范围大为缩小，据姚家组岩相古地理图和物源分析可见，砂岩大体近南北向展布于边 7、保 9、七 1、黑 2 等井一带。各井砂岩厚度较青山口组大为减薄，见表 2–4–13。

表 2–4–13 保康砂体姚家组砂岩一览表

层位	项目 \ 参数 \ 井号	边 7	保 9	七 1	黑 2	乾深 1	孤 4	坨 1	老 1	岭 1	和 13	双 4
姚一段	砂岩总厚(m)／层数	13.5／6	10／2	30.0／9	3.5／1	2.5／1	0	1.5／1	0	0	2.0／1	13.0／4
	砂地比(%)	53	69	64	10.3	4.5	0	5.3	0	0	6.5	41
姚二、三段	砂岩总厚／层数	14.5／3	8.5／4	33.5／7	2.5／2	0	10／5	12.5／2	4.0／2	1.0／1	3.0／2	7.5／1
	砂地比(%)	81	44.7	47.0	3.5	0	28	23.4	7.7	2	8.3	13.8

据已有的部分井的粒度分析，姚家组沉积时期，砂岩不但分布范围小，厚度薄，且粒度细。据砂体根部边 6—保 2—双 4 井粒度对比图可知，姚家组各井主要为粉砂岩，较青山口组及泉头组均细。砂岩中稳定重矿物锆石等含量亦有增加的趋势。整理七 1 井姚家组仅有的粒度资料表明，根据概率累计曲线形状及粒级分布，可以认为七 1 井属河流相沉积范畴。但粒度平均值表明砂岩很细（$\varphi=3.5$，$M_Z=3.9$），属于粉砂岩级（表 2–4–14），上述资料表明，此时保康水系不仅分布范围小，而且河水动力很弱。

表 2–4–14 七 1 井姚家组粒度参数表

层位 \ 参数	φ_{50}	M_Z	I	SK_I	K
K_1y^{2+3}	3.4	4.0	0.85	0.8	1.6
K_1y^1	3.5	3.9	1.5	0.7	1.8

据区域地质资料可知，上述特点与盆地东部逐渐上升以及整体抬起淤平密切相关。与此相应的是水系的西部物源区趋于夷平，至使保康水系明显西退，而且携带泥砂的含量越来越少。

与此同时，乾安与黑帝庙、大老爷府之间的广阔地带可能接受东部物源影响，形成滨湖、湖滩淤积相为主的沉积区（因资料不足，不予详述）。

由于上述区域构造因素，以及当时的气候较为干热或干、湿交替出现，更有可能使河流具有间歇性，湖滩面积广。因此，该河湖过渡带上缺乏发育三角洲的水动力和物质条件。

此外，由于嫩一段湖相泥页岩直接覆盖于姚二、三段之上。从生储盖条件分析认为，在保康砂体七1—黑2井一带，姚二、三段上部找油还是有希望的。

将保康砂体的物源及各主要层段砂体发育特点与北部克山—杏树岗砂体加以比较，可见保康砂体不仅延伸方向上与克山—杏树岗砂体不同，而且与此相应的砂体发育特点亦不同。

克山—杏树岗砂体自北向南伸入湖区，当时水系由大小兴安岭集水区流出，源远流长，展布于盆地北部的广大地区。伴随湖盆的收缩，克山—杏树岗砂体发育，属于典型的建设型三角洲。它具有极为发育的泛滥平原相、分流平原相、三角洲前缘相。其中青山口组至姚家组沉积时,三角洲的加积作用十分明显。且顺长轴方向深入湖区展布,形成了著名的萨尔图、葡萄花油层。保康砂体之物源、水系、水动力、分布范围均逊于克山—杏树岗砂体，仅有泉头组河流相、分流平原相席状砂分布。青山口组河流三角洲发育,至姚家组时(实际上是青山口组沉积晚期)，由于盆地东部相对上升，西部物源区趋于夷平，至使保康水系的水动力条件，水系分布范围及物质供应条件迅速变差。砂体不但未见三角洲加积作用形成的姚家组大型三角洲，反而见到姚家时期砂体变小，变薄，砂粒更细的状况。这便是其逊色的原因。

三、松辽盆地南部砂岩体的发育特点

（一）湖盆具有多物源的特点

盆地南部有东部、西部及内部三个物源区，其中内部物源区随湖盆的兴衰而显没，属“间歇性”物源区。而西部和东部两大物源，则与湖盆共始终。西部物源区发育两个沉积体系，即北部的英台体系和南部的保康体系，东部物源区发育怀德，九台两大体系，每个体系均有较为发育的河流三角洲，形成巨厚的砂体，为油气储集提供空间。

（二）河流三角洲相砂体是最主要的砂体类型

归纳盆地南部的砂岩类型主要有5种，组成巨大的砂体，发育在各沉积体系中。它们是:①洪积相砂砾岩，为临时性洪水的快速堆积，在盆地边缘形成透镜状砂砾岩分布带，因距生油区远，不宜于捕集油气。②河床相砂岩，位于洪积砂砾岩之前，呈长条状、弯曲状。横剖面为透镜状。由于河流的横向摆动而形成厚层连片砂岩分布带。③分流河床相砂岩，呈扇形、舌状或掌状向湖区延伸，形成厚层不稳定砂岩分布带。④三角洲前缘相砂岩，有时呈典型的反韵律，泥页岩内含水生动物化石，分为河口沙坝砂岩和带状砂岩，呈指状、朵状或席状伸入湖内。在区域上，前者形成透镜状砂岩分布带，后者形成薄层席状粉砂岩分布带。在河床砂岩和分流河床砂岩的两侧，常有决口扇砂岩和天然堤砂岩，它们同三角洲前缘砂岩一起，形成巨大的河流三角洲砂体，其沉积方向垂直或斜交湖岸，并伸入湖相生油岩中，最易捕集油气。⑤滨湖浅水相泥质砂，为薄层状过渡岩性，与湖相泥页岩互层，形成薄层透镜状砂质岩分布带，呈透镜状或环带状存在于生油岩之中。特点是层薄，含泥量高，物性条件差。

上述砂体除洪积砂砾外，均涵于河流三角洲之内。故谓河流三角洲砂体是盆地南部最重要的砂体类型，尤其是向湖过渡带的三角洲岩体最宜捕集油气。

（三）松辽盆地南部河流三角洲砂体的发育特点

主要砂体沉积方向与盆地下轴垂直或斜交，整个松辽盆地略呈长方形，主轴大致在克山—新店—黑帝庙一线，为北东 30°左右。早白垩世中—晚期，盆地北部的克山—杏树岗砂岩体，亦属河流三角洲砂体，大致顺盆地长轴延伸，而盆地南部英台砂体的河流与盆地长轴垂直，砂体在西侧呈北西—南东方向延伸，与盆地长轴垂直；保康砂体在西南部，其主要发育时期大致呈南西—北东方向延伸，与盆地长轴斜交，参见图 2-4-5。

保康砂体随盆地东南部上升而摆动。泉四段沉积时期，砂体从边昭和保康一带向北东东方向延伸，主轴方向从保 9 井到长 1 井，与盆地长轴夹角 45°左右。青山口早期，砂体延伸方向基本未变。青山口中期，砂体主轴摆至边 7、黑 2 和弧 4 井一线，与盆地长轴夹角 40°左右。青山口晚期，砂体主轴摆至保 9、黑 2 和木 64 井方向，与盆地长轴夹角 30°左右。姚家组沉积时期，砂体主轴在保 2 和七 1 井一带，与盆地长轴大体一致。这种现象反映了盆地东南部逐渐上升，最后由于青山口末期的构造运动，改变了地表径流的总方向。

从泉四段到青一段沉积时期，随湖盆的扩张，保康砂岩体前缘由长春岭一带逐渐向南退至乾安以南，砂体长、宽及面积明显减小；以青二到青三段沉积时期，随湖盆的收缩，保康砂岩体前缘又由乾安以南加积推进至乾安以北，其长宽及面积增大，参见图 2-4-15D、表 2-4-8、2-4-10、2-4-11。

泉四段沉积时期，除根部当时地形较陡外，绝大部分地区地形较平坦（地层厚度大体在百米左右）。由于保康体系的横向摆动，使大面积（260×110 平方公里）、韵律、横向上可比的砂层在较薄的地层中集中发育。青山口组沉积时期，其砂体前缘向北东发育成深水叶；向东发育成浅水叶。深水叶沉积厚度大，三角洲前缘砂体与湖相泥页岩互层，前临较深湖—深湖相，因湖水消能作用强，早—中期砂岩向北东迅速尖灭，晚期由于湖盆明显收缩，砂岩向北东加积推进；浅水叶各期地层厚度薄，沉积幅度小。早—中期砂体前临滨湖浅水相，晚期前临山前平原淤积相（表 2-4-15）。姚家组沉积时期，保康砂体极不发育，分布范围大为缩小，其前缘仅到黑帝庙附近。

表 2-4-15 保康砂体深、浅水叶发育简表

<table>
<tr><th colspan="4">深 水 叶</th><th colspan="4">浅 水 叶</th></tr>
<tr><th>层 位</th><th>地层厚度(m)</th><th>岩性岩相</th><th>前缘临近相带</th><th>层 位</th><th>地层厚度(m)</th><th>岩性岩相</th><th>前缘临近相带</th></tr>
<tr><td>青 三 段</td><td>360</td><td rowspan="3">三角洲前缘相砂岩与湖泊相泥页岩互层</td><td rowspan="3">较深湖—深湖相</td><td>青 三</td><td>200</td><td>泛滥平原相砂泥岩互层</td><td>山前平原淤积相</td></tr>
<tr><td>青 二 段</td><td>200</td><td>青 二</td><td>150</td><td rowspan="2">三角洲前缘相砂岩与湖相泥岩互层</td><td rowspan="2">滨湖浅水相</td></tr>
<tr><td>青 一 段</td><td>90</td><td>青 一</td><td>100</td></tr>
</table>

英台砂体呈肾状、帚状，纵向窄、横向宽。前缘沿湖盆长轴分散开，从泉四段到姚家组沉积末期均很发育，各时期展布范围变化不大，其前缘大体在红岗、英台与大安之间。仅个

别时期（泉四段和姚一段沉积早期），少数砂岩延至大安西部。因此，湖盆兴衰对它的影响较小。这是由于盆地西部古地形较陡所致。反映了源近流短，临时性水流影响较大的沉积特点。但是姚家组沉积末期，在红岗地区西侧形成南、中、北三个朵状河口沙坝砂体（参见图2−4−16）沿湖岸分布。

第四节　河湖过渡相带是油气聚集的有利地带

河湖过渡带，包括三角洲分流平原、三角洲前缘及滨浅湖区。松辽盆地南部的油气聚集与河湖过渡带的关系已为近年的研究所揭示。到目前为止，已发现的油气田分别划属扶余—新立、乾安—情字井和红岗—大安三个油气聚集带。这三个油气聚集带均分布在河湖过渡带之内，即其含油砂岩或属三角洲分流平原相，或属三角洲前缘相或属滨浅湖相。究其岩性原因，大抵有三：一是该带靠近生油的深湖区，近水楼台；二是该带具有较发育的砂体，且因湖水动荡，砂岩分选优于别处；三是该区砂体类型较多，易于形成各种类型的油气藏。这一规律的揭示，为该区寻找新的油气藏开辟了新的途径。

一、扶余—新立油气聚集带

（一）扶余—新木地区

扶余—新木地区包括扶余、木头和新立三个油田，其总产量占松南地区产量的绝大部分，开采层位主要为扶余油层（泉四段）。该区泉四段沉积早—中期恰好位于保康砂体的三角洲分流平原相和三角洲前缘相．到泉四段沉积期末，湖盆扩大，本区逐渐轮为滨浅湖区，参见图2−4−15A、2−4−15B。

扶余—新木地区泉四段沉积中期末，砂体几何形态为掌状（以青山口组底部油页岩为时间岩性标志层，以此标志层20米左右的单层勾绘），其指状前缘向北伸入湖区，参见图2−11−21，刚好是泉四段沉积中期末保康物源形成的三角洲分流平原及三角洲前缘沉积。

扶余油田位于掌状砂体的正前部。砂岩总厚度大（最大单层厚度37米，平均10米）、物性好、渗透率一般为$100\times10^{-3}\sim400\times10^{-3}$二次方微米，是此三角洲最有利的含油部位。木头油田位于此掌状砂体的西后部，新立油田位于砂体向西伸入湖区部分，其物性次于扶余（新立地区砂岩含钙、含泥多，物性差，孔隙度一般变小，渗透率更小）。

（二）新北地区

新北油田位于扶新地区以北，开采层位为黑帝庙油层黑Ⅱ油组第3砂层(H_2^3)，属于嫩江组第三段的底部，处于三角洲前缘相，其岩性为粉砂岩夹灰黑色泥岩及菱铁矿薄层或条带。属过渡岩性和粉砂岩组成的明显的反韵律层。其中泥岩产介形虫、叶肢介等化石，具湖相特征。粉砂岩及过渡岩性多为层状、条带状和过渡状。具波状层理、小型交错层理和揉皱构造。

新北地区已发现的嫩三段底部H_2^3层处于新立构造北翼，砂岩上倾尖灭，形成岩性圈闭。这是河湖过渡带内岩性油气藏的典型实例。

该区的嫩一段萨尔图油层，叠层藻层面裂隙油藏业经22−8井取芯证实。嫩一段底岩性为灰绿色块状泥岩和粉砂质泥岩夹介形虫层。岩石中除见有介形虫化石外，尚有叶肢介和叠层藻。后者暂定为聚环状藻，其生态环境为滨浅湖相。

（三）新*150*井区

本区产油层为葡Ⅰ组油层，属姚一段顶部。上为红色泥岩夹灰绿色泥岩、泥质粉砂岩和

褐红色泥岩。粉砂岩具斜层理、透镜状层理和揉皱构造，泥岩具波状层理、水平层理，富含介形虫、叶肢介、鱼及植物化石碎片，其滨浅湖相沉积特征显著。

二、乾安—情字井油气聚集带

该带包括乾安、情字井、黑帝庙、双坨子和大老爷府等5个局部构造。目前已发现扶余、高台子和葡萄花、黑帝庙等含油层。

据前人研究，上述各含油层组均处保康砂体各时期的河湖过渡相带。泉四段扶余油层属河湖过渡相砂岩;青二、三段高台子油层为泛滥平原相砂岩;姚一段底高台子油层上部为滨湖淤积相及东部的淤积混合相砂岩。这些砂岩配合适当的构造，形成了不同类型的油气圈闭。

三、红岗—大安油气聚集带

该带包括红岗、大安、英台、海坨及平安镇等局部构造。除红岗及英台构造现已辟为油田外，其余如海坨、大安等构造亦见工业油流或油气显示，其含油层位从明水组—泉四段均有所见。这个地区是英台体系的河口沙坝砂、前缘席状砂、水下河道砂及断续状透镜砂等多种砂体类型，构成良好的区域储集层。

红岗油田明水气藏，产气层是明一段第三砂组顶部，该区该层发育三个河道砂体，成为形成气层的主要控制因素。

红岗地区萨尔图、葡萄花、高台子、扶余油气藏，基本为混合类型，其中岩性控制占十分重要的地位，而岩性与其所在沉积体系的部位关系十分密切。如嫩一段底部萨Ⅰ油组，由嫩江初期的三个河口沙坝砂及席状砂组成；姚二、三段顶部的萨Ⅱ油组，与该区前缘席状砂有关；姚一段中部葡萄花油层系姚一段在红岗西侧和东侧形成的河口坝和前缘席状砂组成；青山口中部高台子油层属于前缘席状砂；青一段顶部的高台子油层下部在红岗、大安地区发育成河口坝；泉四段上部扶Ⅰ油组底部在红岗地区发育河口坝和席状砂，该坝在英台、平安镇、海坨子均有发育。

另外，据研究，红岗地区嫩三段黑帝庙油层系来自北东东方向上古龙一带的碎屑岩组成。其中黑Ⅱ油组第1砂层(H_2^1)为夹于湖相泥岩中的水下河道砂，该组第2砂层(H_2^2)则为水下前缘席状砂。

松辽盆地南部岩相古地理研究在勘探实践中的成效是显著的，特别是英台砂体的研究，对英台构造进行重新勘探起了重要的促进作用，该区从1960年英1井发现油砂以来，勘探工作曾一度中断。1981年，在研究该区砂体分布规律的基础上，重新布井，很快取得了地质储量，1985年开始筹建投产。

但是，目前的研究水平与勘探实践的要求尚有较大差距，主要表现在中央坳陷区的研究不够深透，用现在的沉积相成果来解释已发现油气的控制因素虽较为明澈，但用来具体指导寻找新的油气藏则尚感棘手；另外，东南隆起区深层研究刚刚开始，岩相的划分尚未完成，仅有的研究成果基本上不能用于找油实践。而这两个地区的勘探局面是：前者正处于由寻找构造油气藏向寻找隐蔽油气藏的转折时期；后者则急于弄清油气的控制因素，特别是岩性控制规律，以寻求新的突破。

产生上述问题的原因是，沉积相研究作为一项基础地质工作尚缺乏统一的布署。自1982年以来，研究工作基本上置于区块研究之中，难能形成整体概念。另一方面，研究方法陈旧，除已有的地质方法之外，在国外行之有效的地震地层学方法尚未广泛引用，所以从沉积相角度提出的勘探方案往往具有较大的风险性。

岩相古地理研究不论在基础理论方面还是在勘探实践上，都需要得到大力加强。

第五章　构　　造

对于该地区构造的研究主要集中在盆地的区域构造位置、基底结构与盆地类型、盆地形成机制、构造发育史及构造划分等几个方面。这几个问题自从 1955 年开始石油地质调查以来，就引起各方面的关注。传统的槽台说、我国独创的地质力学说和 70 年代引进的板块构造说，都先后从各自的学术观点出发，对上述问题作出各自的解答和推断，而且随着生产实践的发展，不断地完善着各自的论据。

但就目前看来，在以往的研究中占主导地位，对盆地研究最全面、最系统的还要属槽台说，这方面的文章、报告占构造研究的 80%以上。吉林油田也是主要依据此学说进行工作的。目前槽台说各派在某些具体问题上的看法尚不完全相同，但在以下几个问题上基本上一致。即：①松辽盆地地处欧亚古陆与环太平洋构造域的叠合部位，是中生代以来，主要由燕山运动形成的大型断坳型内陆盆地；②盆地的基底是由若干构造单元拼凑而成；③盆地在长期发育过程中，几经兴衰，表现出明显的多旋回性，其构造特点具明显的继承性。槽台说在松辽盆地应用的主要特点是从区域到局部均与石油地质勘探密切结合。

用地质力学观点来研究松辽盆地构造特征的历史，可以追索到 1934～1935 年李四光对新华夏体系的内陆沉降带的研究和评价。但是在勘探的实践中应用不多，直到 70 年代才较为流行。但吉林油田一直没有开展这方面的研究，仅吉林省地质科学研究所应用地质力学研究区域构造时，对松辽盆地作了某些探讨。他们认为松辽盆地的区域构造位置为前中生代东西向构造体系与中生代新华夏构造体系的第二沉降带的复合部位，属松辽巨型沉降带。盆地是在古生代褶皱基底上发育起来的，其构造轮廓则反映出北东向延伸的棱形特征，其内部的构造格局亦显示同样的规律。

70 年代，板块构造学说的引进，打开了构造研究的新思路，为此，人们相继用来解释和探索松辽盆地的构造属性和形成机制，于是，“双弧后说”、“裂谷说”、“克拉通说”等相继发表。目前尽管研究者的观点尚不完全一致，但是，用板块学说解答松辽盆地地质构造问题的可行性和各家争鸣的局面已基本形成，由此预料这个学说必将发挥其重大的理论指导作用。

有关各种学派对松辽盆地地质构造诸问题的具体解答及其研究简史将在本章各节中予以介绍。

第一节　盆地区域构造位置的几种认识

一、地质部第二石油普查大队及大庆油田的观点

用槽台学说观点研究盆地区域构造位置及基底结构的文献较多，地质部二普在盆地普查期间（1955～1965），各区队的年度报告中均有此方面论述，其主要观点集中反映在 1965 年的“松辽盆地石油地质（1955～1963 年石油地质普查阶段总结报告）”中，报告认为，东北地区的地质构造“基本上分为东、南、西三部分：东部和南部是地台区……，其中南部是华北地台的一部分；东部被称吉黑准地台”；西部为“内蒙兴安岭褶皱系”。松辽盆地发育在华北地台以北，覆盖于吉黑准地台与内蒙兴安岭地槽褶皱系之交接部位。也就是说，盆地的基底

由"中部为前古生界结晶基底组成的松辽古台隆；东部为张广才岭台褶带的一部分……；西部是内蒙兴安地槽褶皱系的倾没部分"三部分拼凑而成（图2–5–1）。

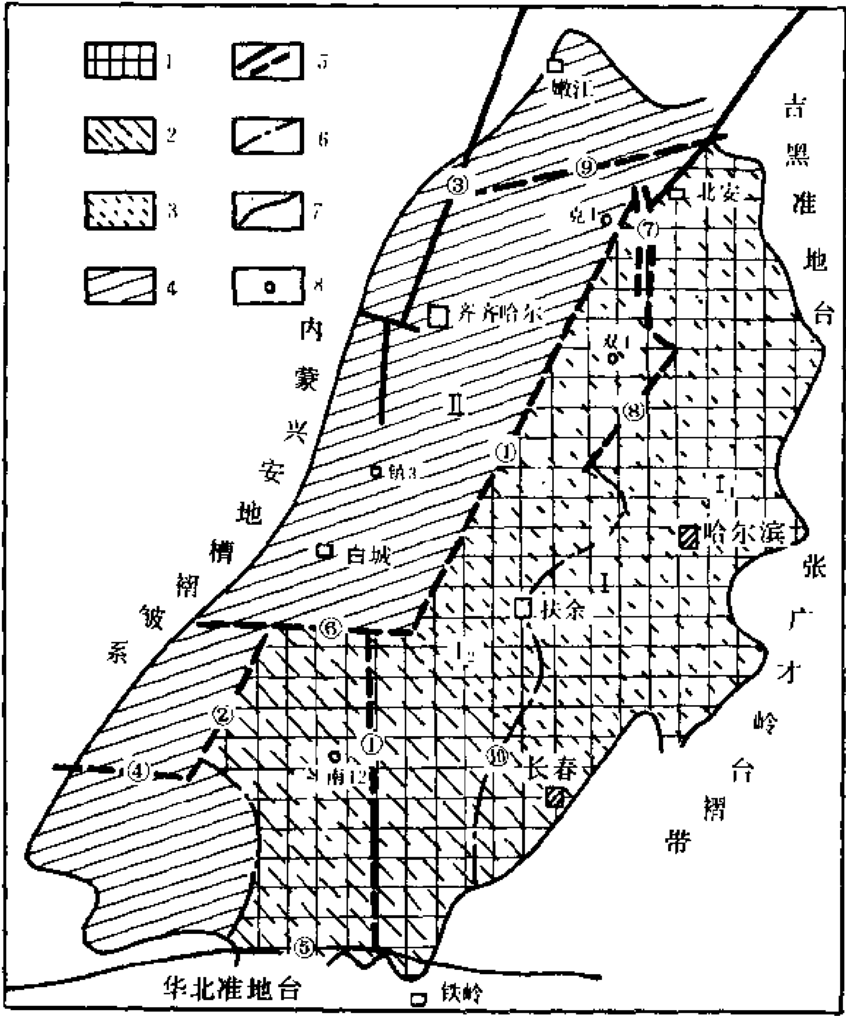


图2–5–1 推断的松辽盆地基岩构造分区示意图

1—准地台区；2—于前古生代结晶基底之上有不厚的古生代盖层分布区；3—以华力西晚期花岗岩为主，尚有前古生代及古生代地层分布区；4—地槽褶皱区；5—深大断裂及推测的或隐蔽的深大断裂；6—分区界线；7—现代盆地边界；8—钻遇基岩的钻孔；Ⅰ—吉黑准地台倾没部分；$Ⅰ_1$—张广才岭台褶带倾没部分；$Ⅰ_2$—松辽中部古台隆；Ⅱ—内蒙兴安地槽褶皱系倾没部分；①松辽深断裂；②那尔塔尔深断裂；③嫩江深断裂；④阿尔木图深断裂；⑤赤峰—开原深断裂；⑥新立屯—鸿兴大断裂；⑦拜泉地堑；⑧青冈大断裂；⑨纳莫尔河大断裂；⑩长岭—九台大断裂

石油工业部石油科学研究院在"松辽盆地构造发育特点的初步总结"（1959）中，以及石油工业部松辽会战指挥部地调处等单位在"松辽盆地西部斜坡及侏罗系地层分布与含油性问题探讨"（1961）、"松辽盆地区域地质报告"（1961）、"松辽盆地结构研究"（1962）和"松辽盆地基底结构及其与上覆层关系专题报告"（1963）等文献中对盆地的构造位置、基底结构以及基底的拼凑方式，均提出各自的看法，可谓各执一说。

分歧的主要原因均来自对周边地质构造单元划分的不同。而其共同点，则都认为盆地周边的构造单元向盆区延伸拼成盆地基底。直到目前为止，槽台说各家的差异，仅是对拼接块

数多寡之分。

二、吉林省地质科学研究所的观点

1975 年，该所按黄汲清的观点编制的《吉林省地质图（1：50 万)》，将松辽盆地划为“松辽中断陷”，属于天山—兴安岭褶皱区东段的中新生代断陷构造区内的二级构造单元。盆地以西为走向北东的内蒙—兴安岭华力西褶皱系，以东为走向近东西的吉林加里东褶皱系和吉林华力西褶皱系，以南为哲南台拱，后者属中朝准地台的二级单元（图 2–5–2），盆地的边界条件是深大断裂：南为赤峰—开源超岩石圈断裂，东为伊通岩石圈断裂，西为嫩江—白城岩石圈断裂。

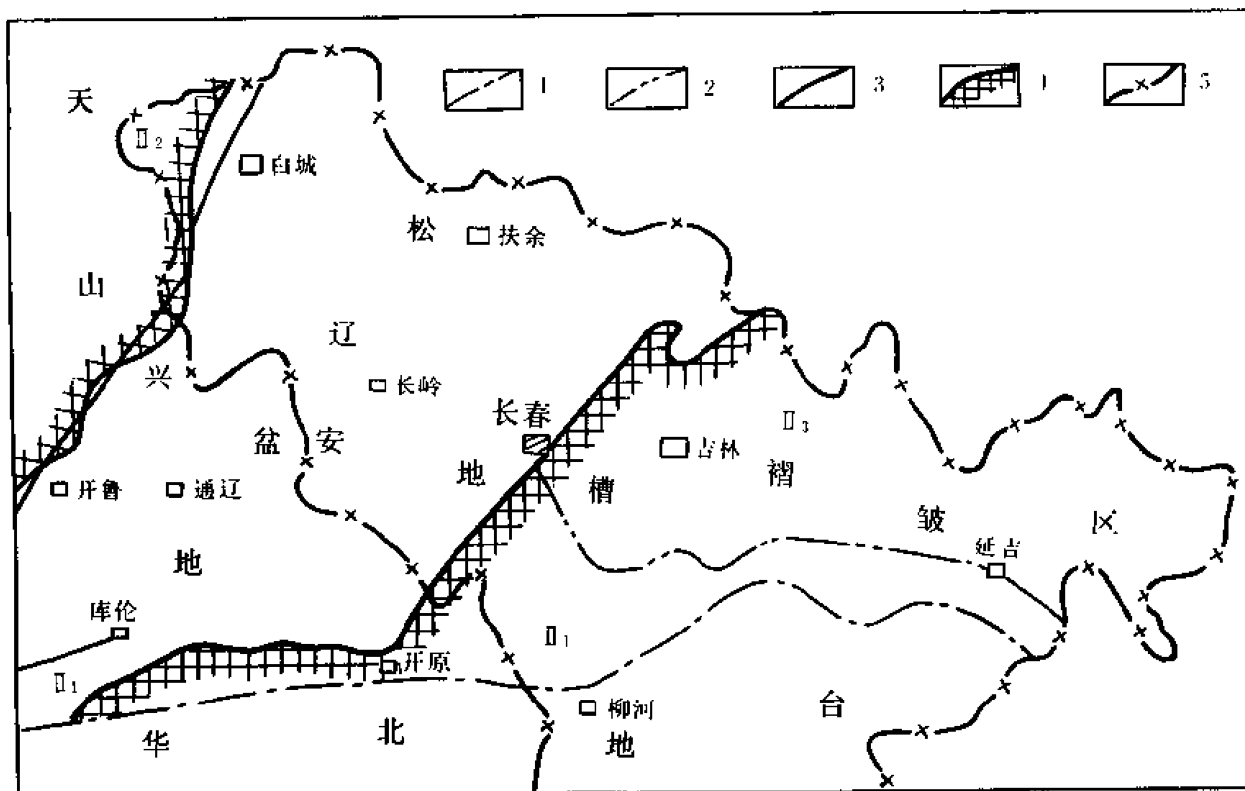


图 2–5–2 松辽盆地南部大地构造位置图

1—Ⅰ级构造界线；2—Ⅱ级构造界线；3—断裂；4—盆地边界；5—工区界线；

$Ⅱ_1$—吉林加里东褶皱系；$Ⅱ_2$—内蒙—兴安华力西褶皱系；$Ⅱ_3$—吉林华力西褶皱系

这种观点基本为吉林油田所接受。从目前资料分析，吉林华力西褶皱系构成盆地基底的主要部分，其次为吉林加里东褶皱系，其余各单元，则延入很少。关于周边各单元的地质情况，在上述的地质图说明书及吉林省地矿局的其他研究成果中有较详细的介绍。

三、吉林油田的观点

1978 年，在“松辽盆地南部石油地质特征”一文中，认为盆地“位于内蒙地轴以北，兴蒙地槽褶皱系与吉黑准地槽褶皱系的接合部位”。

1983 年发表的“松辽盆地南部断陷期含油气条件讨论”● 一文则认为盆地位于吉林华力

●丁正言，1983.

西和吉林加里东褶皱带之上。这两个单元即前文的"吉黑准地槽褶皱系"。这就是说，按该文的意见，兴蒙地槽褶皱未延人盆地范围，盆地基底基本由两个单元组成。

近年来，由于板块学说的引进，盆地的克拉通说、弧后说、裂谷说相继问世，这部分内容在盆地类型部分另行介绍。

第二节 基底构造

一、盆地深部的地球物理特征

(一) 松辽盆地重力场特征

该区重力场的基本特征是:①在正负背景场中展布着规模大小不等的圆形或椭圆形的近于等轴状的局部异常，总体展布方向为北东向;②东部与长白山地区接壤地带和西部与大兴安岭地区接壤地带，除有北东向线状梯度带外，局部重力场特征比较复杂;③区域重力场强度由东、西两侧向中部增高，最大强度在大安北为51.4毫伽;④该重力场中部有长岭附近和大安附近的两个重力高，其强度分别为41.4和51.4毫伽；西部的泰赉、镇赉、洮南至瞻榆一带场态宽缓，其强度在10毫伽以下，局部异常强度更低；东部德惠至农安一带场态特征复杂，局部异常较多，区域重力场强度也较大，最大值为25毫伽。

正背景的区域重力场和海拔200米的平缓地形及其近原的中新生代沉积建造基本对应，表明该区中生代以来处于上地幔隆起区，这是地壳扩张地段的重力场特征。

(二) 松辽盆地磁场特征

松辽平原南部磁场以宽缓平稳的正负区域磁场相间出现为特征，正磁场大体为北东向，强度100～300伽马●，负磁场强度为-100～-200伽马，平面上为等轴状、椭圆状、带状以及不规则状的正负磁场呈镶嵌状分布，并可分为若干小区。这些小区中有长岭—大安磁场小区：是一个规模宏大的宽缓正异常带，省内长285公里，中部宽大，异常强度高；两端狭窄，异常强度低，宽度一般几十公里，一般异常强度100伽马左右，最高达350伽马；白城—瞻榆磁场小区：宏观上的基本特征是呈北东向展布、强度梯度不大、宽缓的以-100伽马左右的负磁场为背景，在其上分布着几处较大的局部异常。

(三) 深部构造特征

盆地的边界是前述嫩江—白城；伊通—依兰和赤峰—开原等断裂。盆地莫氏面等值线走向与盆地轴向一致，形成以33公里等深线为圈闭的地幔隆起区，隆起幅度最高达6公里。隆起顶面与盆地基底呈镜象关系。较明显的隆起有两个，一个位于大安一带，称莫氏面"中央隆起带"，隆起高度6公里，地壳厚度仅29公里。隆起带的西侧，科右中旗—安广一线，有一条十分明显的北东向梯度带。东侧德惠一带出现另一隆起带、隆起高度达2公里。

松辽上地幔隆起区的两侧分别为大兴安岭上地幔坳陷区和长白山上地幔坳陷区。前者地壳厚度37～38公里，后者36公里（图2-5-3)。

二、盆地基底岩性

据松辽盆地南部27口钻达基岩的钻井资料，所见基底岩性主要为片麻岩、板岩和花岗岩，其次为蚀变火山岩、轻变质砂岩和大理岩。其分布特点是"东西一致，南北有别"，大体以长春—通榆一线为界，分为南北两区（图2-5-4)。

●伽马(γ)=10^{-9}特斯拉(地磁场强度)。

北区主要由变质程度较浅的板岩、蚀变火山岩和千枚岩组成，伴以花岗岩侵入体。扶深1井的花岗岩绝对年龄值为207百万年，相当于华力西末期—印支期侵入岩。这套变质岩相当于盆地东部和西部山区的石炭、二叠系岩性。

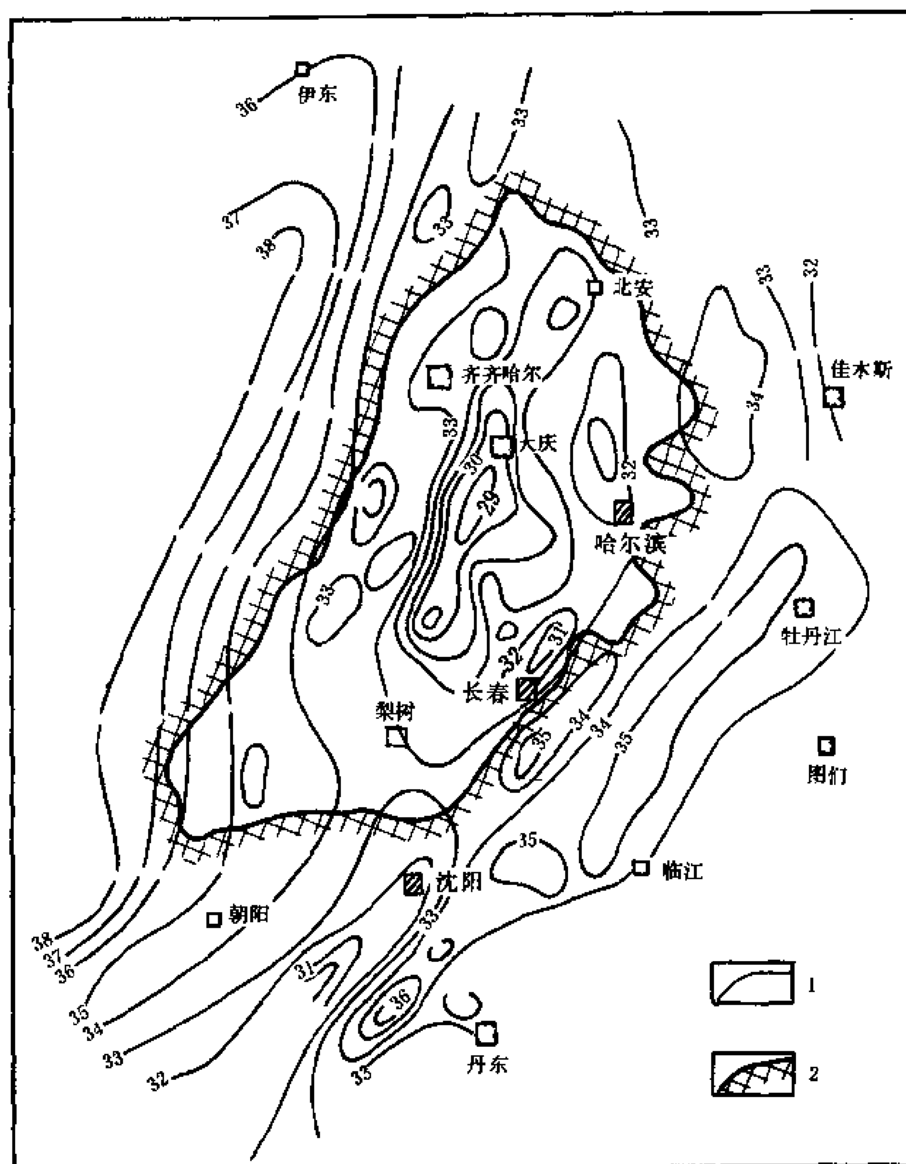


图2-5-3　松辽盆地及其邻区地壳厚度图

1—地壳厚度等值线(公里);2—盆地边界

南区主要为变质程度较深的片麻岩和变质砂岩，这套深变质岩相当于盆地东部四平、辽源、盘石、呼兰一带的早古生界变质岩（志留系呼兰群）。

这样，盆地南部基底大体以长春—通榆一线为界，“北部为晚古生代吉林华力西褶皱系，南部为早古生代吉林加里东褶皱系”。对此，1984年有人补充道：“盆地中央坳陷内目前尚无钻井资料，根据磁力场分析，其一是长春—通榆以北为宽缓的异常特征，以南为小而杂乱的

串珠状异常”，“这种不同异常特征除反映异常体埋藏深浅之外，还表现为南北岩性的差异。即北为华力西期褶皱基底，南为加里东褶皱基底，……”❶，并且根据磁场分析、推断，在长春、通榆之间，有基底断裂的存在。这样的解释尚需证实，但南北两区的物性差异，无疑是存在的。

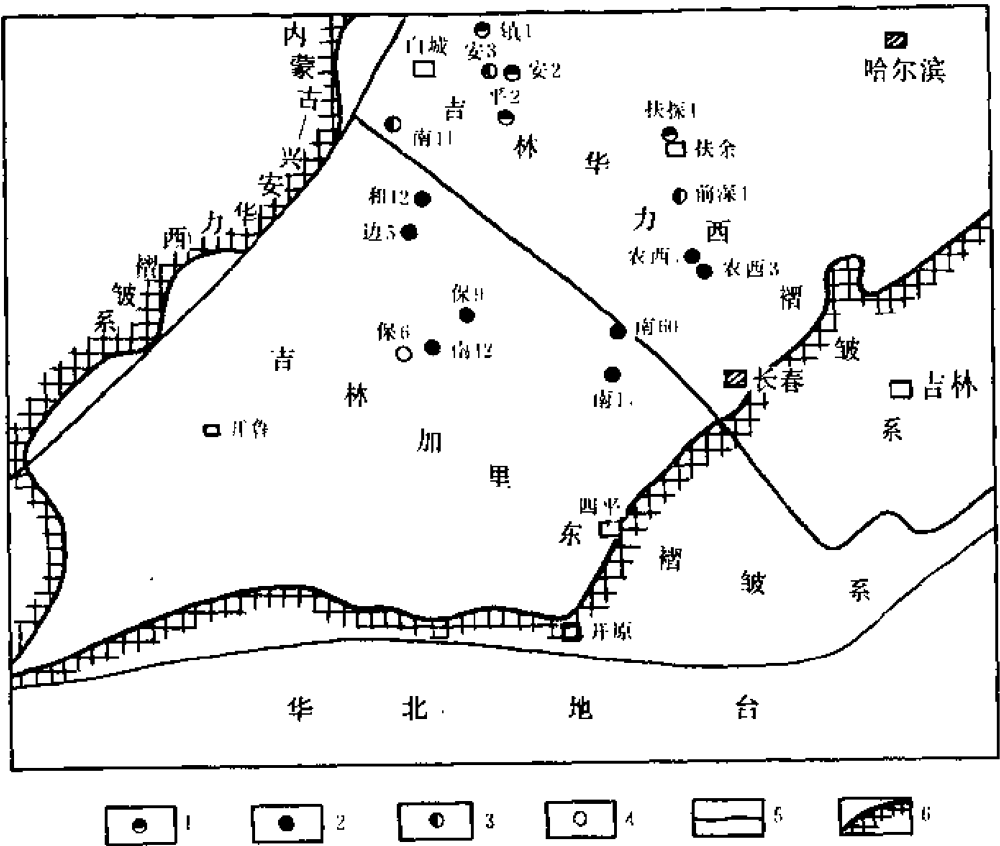


图 2-5-4　松辽盆地南部基底性质图

1—钻至花岗岩井；2—钻至片岩井；3—钻至板岩井；4—钻至大理岩井；5—构造分界线；6—盆地边界

三、盆地基底构造

(一) 基底断裂特征

盆地南部基底断裂十分发育，表 2-5-1 列出了主要基底断裂的基本要素，图 2-5-5 是主要断裂分布图，可与表 2-5-1 参照阅读，可以看出盆地内基底断裂的基本特征如下❷：①数量多，延伸长，断距大。据表 2-5-25 的统计，松辽盆地南部基底断裂总条数 310 条，较大的 220 条，主要断裂延伸长度达 10～80 公里，断距 400～2000 米，产状均属正断层；②具有多方向性：断裂共分五组方向，即北东、北北东、北西、北北西及南北向。其中以北东向和北北东向为主，(参见图 2-5-5)；③具分区性：中央坳陷及德惠、梨树断陷断裂多，且被强烈地扭曲成不规则的“S”形。推测曾遭受过强烈的多期改造。在中央古隆起带和西部斜坡区，断裂规模较小数量亦少。形态平直或为平缓的“S”形，活动性比断陷区弱。以王府、伏龙泉断裂为界，西部的断裂以北北东向为主，东部以北东向为主。这种基岩断裂的方向特征

❶孙云集，1984，“吉林省中新生代沉积盆地油气资源评价初稿”。

❷段忠中，1984，“松辽盆地南部构造总结”。

在表层构造线的方向中亦有明显反映；④长期活动：基底断裂由侏罗纪到白垩纪末，在整个燕山运动中都在活动，早期的断裂活动控制了侏罗纪断陷的分布及登娄库组、泉头组的分布；⑤较大的断裂多具“下正上逆”的转化特征：如红岗、大安、孤店等一级构造单元的边缘断裂均属此。

表 2-5-1　松辽盆地南部主要基底断裂要素表

序号	断层名称	走向	长度(km)	断开层位	断距(m)				
					T_1	T_2	T_3	T_4	T_5
1	红岗	NNE	36	T_1~T_5 T_{1-4}逆,T_{2-5}正	20~80	40~100	60~150		40~1900
2	大安	NNE	49	T_1~T_5 T_{1-4}逆,T_{2-5}正	20~100	40~40	80~120		300~1600
3	孤店	NNE—NNW	65	T_1~T_5 T_{1-2}逆,T_{3-5}正	40~120	50~150	120		200
4	新立—大老爷府	NNE—NWW	>80	T_2~T_5		20~60	40~400		100~200
5	农安—万金塔	NE	81	T_2~T_5		40~40			400~1100
6	双坨子	NNE—NWW	40	T_4~T_5					800~1000
7	德惠	NE	60	T_4~T_5					700~2000
8	伏龙泉—顾家店	NE	64	T_2~T_5					1500~1800
9	小合隆—米砂子	NE—NNE	54	T_{02}~T_5				40~300	700~1000
10	新立	NNE	>42	T_2~T_5					100~1000
11	王府	NW	32	T_{02}~T_5					1600
12	青山口	NE	50	T_5					400~1000
13	前七号—腰井子	NNW—NW	55	T_3、T_5					100~3000
14	桑树台	SN	60	T_{JH1}~T_5					300~1000
15	大城子	NE—EW	25	T_4~T_5					740
16	兰字井	NW—NNE	30	T_4、T_5					100~1000
17	东门外	NE	16	T_5					5000
18	梨树Ⅰ号	NW	16	T_5					3000
19	刘家炉—滨河	NE	55	T_2~T_5					500~1000
20	洪皮—双山子	SN—NW	43	T_4~T_5					90~960
21	后新立屯	NW	15	T_4~T_5					100
22	新立Ⅲ号	NE	25.5	T_4~T_5					150~200
23	农安西	NNE—SN	32	T_2~T_5					40~400

(二) 基岩起伏形态

盆地基底起伏状态与现今地貌景观基本一致。东西向横切面上，则呈两侧高、中间低的不对称“U”形（图 2-5-6），顺中央坳陷纵切盆地，可见其总体由南向北作箕状延伸。但因近东西向基岩古隆起的分割，由南向北依次有开鲁凹陷及长岭凹陷作串状排列。即在总体北倾的背景上，有局部凹陷与隆起。这种纵向上的起伏状态在凹陷的两侧均有所见，如东部的莺山—杏山凹陷。因此有人将上述形态概括为“东西分带，南北分区”。造成东西分带的原因是中生代以来的北东及北北东向断裂活动的结果，而南北分区则是对前中生代东西向构造格局的继承。

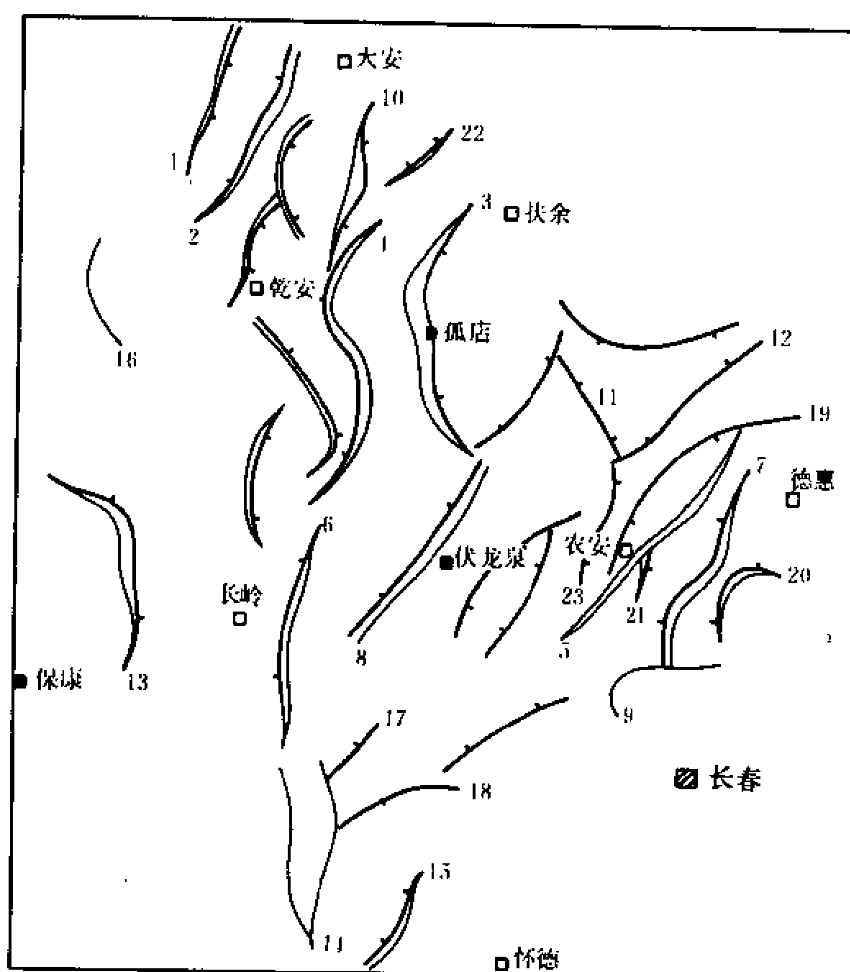


图 2–5–5 松辽盆地南部主要基底断裂图

图中断裂编号可与表 2–5–1 对应

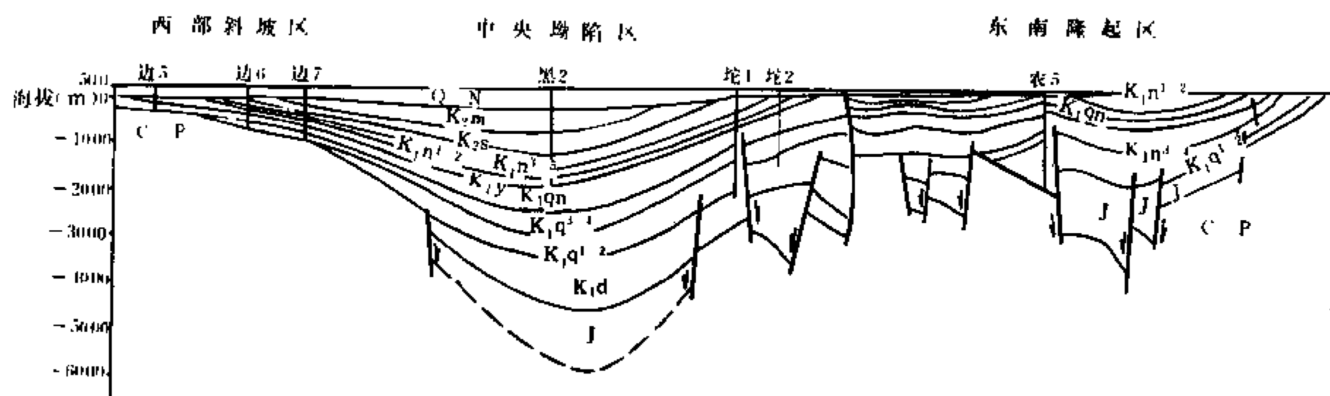


图 2–5–6 松辽盆地布敦—营城地质剖面图

基岩埋深以中央坳陷区的查干花地区为最深，为7500～8000米，一般为4000～6000米，西部斜坡区及扶余—杨大城子古隆起带埋深为1000～1600米；东南隆起区一般埋深较浅，但起伏较大。全盆地最浅处为南11井60.97米，最深为梨树断陷，地震解释为-9200米，两者均分布在本区。

（三）基底构造格局

1978年，“松辽盆地南部石油地质特征”一文较为详细地研究了盆地基底的构造格局，并将其形态简要而形象地概括为“三隆、四凹”（图2-5-7）。三隆是扶余—钓鱼台隆起带、安广—青山口隆起带、架马吐隆起带，四凹是长岭凹陷、莺山—杏山凹陷（亦称王府凹陷）、德惠凹陷和开鲁凹陷。

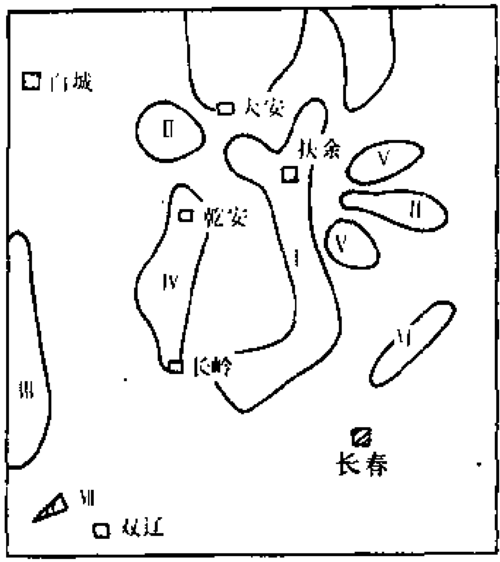


图2-5-7　松辽盆地南部基底隆起凹陷分布图

Ⅰ—扶余—钓鱼台隆起带；Ⅱ—安广—扶余—青山口隆起带；Ⅲ—架马吐隆起带；Ⅳ—长岭凹陷；Ⅴ—莺山—杏山凹陷；Ⅵ—德惠凹陷；Ⅶ—开鲁凹陷

1.基底隆起(带)

（1）扶余—钓鱼台隆起带

该隆起带是松辽盆地中央隆起带的南段（吉林省部分），走向近南北，长200公里，宽5～20公里，面积约3500平方公里，隆起幅度约800米。该隆起带形成较早，发育时间较长，具明显的继承性。隆起带以西为长岭凹陷，以东为东南隆起区，基岩为古生代变质岩和花岗岩。高低起伏，总趋势由南向北倾没（表2-5-2）。

表2-5-2　扶余—钓鱼台隆起带上钻遇基岩探井一览表

井　号	上覆地层	钻遇井段(m)	岩　性
扶基1	K_1q^1	1634.0～1756.0	花岗岩
扶深1	K_1d	1898.0～1925.0	角闪花岗岩
南深1	K_1q^1	1703.0～1721.0	花岗岩
登101	K_1q^1	1001.5～1457.6	黑色泥板岩
农西1	K_1q^1	929.0～9549.6	变质火山岩
农西3	K_1q^1	1110.0～1186.76	灰绿色板岩
南60	K_1q^2	773.0～794.0	绿泥石长石片岩
岭1	K_1q^2	1285.0～1317.32	绢云母片岩
南14	K_1q^2	985.0～1027.0	绢云母绿泥石片岩

据1984年“松辽盆地南部孤店—双坨地区石油地质特征”研究认为，该隆起带上有侏罗纪断陷存在，但它是隆起带上的次级断陷，并不影响古隆起的存在，对隆起的总体形态亦无影响。隆起发育时间当始于中生代早期，或前中生代。

(2) 安广—青山口隆起带　亦称安广—扶余—大三井子隆起带。这是一条横贯松辽盆地中部、走向北西西—南东东向的隆起带。它将盆地分成江南、江北两大部分（主要指地质上的差异），隆起带长160公里，宽10～20公里，幅度200米左右，因受北北东向断裂切割，使隆起本身呈断续状，且局部沟通了南北凹陷（如大安一带），故其面目不十分清楚，具潜伏、隐蔽性质。隆起带上的基岩情况见表2-5-3。

表2-5-3　安广—青山口隆起带上钻遇基岩探井一览表

井　号	上覆地层	钻遇井段(m)	岩　性
白84	K_1qn	264.5～290.1	绿色千枚岩
安4	K_1q^3	744.5～765.0	花岗岩
安3	K_1q^3	943.5～1075.3	黑色泥板岩
安2	K_1q^3	1205.5～1257.5	花岗岩
扶基1	K_1q^1	1634.0～1756.0	花岗岩
前深1	K_1q^1	1703.0～1721.0	花岗岩

(3)架马吐隆起带

此隆起长约200公里，宽50公里，隆起幅度200米，是一条较长期发育的、走向近南北的古隆起。它分割长岭凹隆与开鲁坳陷，其走向受兴蒙褶皱系影响。这个隆起实际上是松辽盆地主体的南界。从构造发育史上看，它和安广—青山口隆起均属兴蒙地槽褶皱系的组成部分。

该隆起的影响一直延续到第四纪，最后形成松花江、辽河两大水系的分水岭。在平面上，它的东延部分可能越过伊通地堑，成为伊通坳陷和岔路河坳陷之间的正向单元——伊丹隆起。

上述“三隆”已为多数人所公认。最近有人将扶余与架马吐隆起带之间的情字井—大老爷府隆起亦列为同一级隆起，故有“四隆”之说。但多数人认为它是长岭凹陷中的次级隆起。它在盆地的发育过程中，特别是对沉积的控制作用方面均不能与前三者相提并论。

另外，也有人认为，中央古隆起在农安一带一直向南延伸，并且与一条北东向隆起交叉，形成“X”型构造景观。● 该“北东向的隆起”大致沿农安西—青山口方向延伸，成为王府、德惠两凹陷的分界。关于它的构造地位很少有人论及，但这是值得重视的构造现象。

●左巨梅，1973，“松辽盆地南部深部地层构造发育特征”。

2.基底凹陷(区)

(1) 长岭凹陷(区)

东邻中央古隆起，西接红岗阶地，北起安广—青山口隆起带，向南挠起直接与架马吐隆起带相连。面积6700平方公里，由前述情字井—大老爷府隆起将其分为南、北两个次级凹陷，南为黑帝庙凹陷，北为乾安凹陷。早白垩世沉积中心在北，晚白垩世在南。

从盖层沉积上看，长岭凹陷自早白垩世登娄库期直到晚白垩世明水期，一直处于凹陷状态。但是先后存在南、北两个沉积中心。泉头—青山口期，沉积中心在乾安—大安一带。姚家期，凹陷沉降幅度变小，乾安—大安略有显示。嫩江组沉积末期，盆地整体抬升。长岭凹陷转化为沉积向斜。晚白垩世时，南部下沉，北部隆起，沉积中心移向黑帝庙一带，其沉降幅度达1000米。

(2) 莺山—杏山凹陷（即王府凹陷）

莺山—杏山凹陷位于中央古隆起以东，青山口隆起以北，在登娄库期具雏型，埋深大于1200米。泉头期凹陷仍有显示，有两个次级凹陷，北部为杏山凹陷、南部为莺山凹陷、幅度只有20～30米。青山口期莺山凹陷已衰退，杏山凹陷仍存在，幅度只有10米，青山口组厚度424米。姚家时期，与德惠凹陷连成一片，沉积中心仍在杏山。嫩江组沉积早期，沉积中心仍在杏山，但沉积中心不明显。嫩江组沉积末期，凹陷随东南隆起抬升，处于隆起状态，嫩江组四、五段遭受剥蚀。

该凹陷总的特点是，面积小、幅度小、发育时间短、抬升早，是一个早白垩世的凹陷。

(3) 德惠凹陷

发育于青山口隆起以南。早白垩世登娄库组沉积时期，处于隆起状态，缺失登娄库组沉积，● 泉头组—嫩江组厚度大于2400米。从青山口组厚度看，凹陷中心在德深1井一带。是早白垩世凹陷，晚白垩世开始抬升。

开鲁凹陷属辽宁省，故从略。

上述古隆起与凹陷构成盆地基底的主要格架，它们对盆地生油及油气聚集区、带的分布起着控制作用。例如，扶余—木头油气聚集带是盆地南部主要油田密集区。分析其构造背景时发现，该区正是东西向古隆起和南北向古隆起的交叉点。它的长期发育一方面促成临近凹陷（三肇、古龙和长岭凹陷）的长期沉降，成为三个主要生油区；另一方面，隆起自身的发育又为油气的运移、聚集铸成了沉积和构造条件。

第三节　盆地发育史

一、发育过程

松辽盆地是在兴蒙地槽褶皱回返的基础上发育起来的。华力西运动使该区形成若干近东西向的褶皱和断裂。三叠纪整体上隆，长期遭到剥蚀。燕山运动形成北东向断裂及分散的侏罗纪断陷盆地。早白垩世中期开始区域性下沉，出现统一的“古松辽盆地”。白垩纪末，基底抬升，湖盆萎缩。前人将上述三叠纪以来的发育过程总结为盆地发育的四个阶段，即隆起阶段、断陷阶段、坳陷阶段和抬升阶段。

(一) 隆起阶段

●此意见目前尚未统一，吉林省油田管理局钻井公司认为存在登娄库组。

严格地讲，该阶段应包括二叠纪末的华力西运动尾幕、印支运动和燕山运动首幕。其地质时代从二叠纪开始到早侏罗世末。在这漫长的地史阶段中，松辽盆地（指其地理范围）始终处于上升隆起状态，但此阶段发生了两个不可忽视的地质事件，一是华力西运动的结果，使古生代地槽回返，成为年青地台，盆地的区域性基底形成；二是北东向或北北东向断裂的切割，使原来东西向的区域性构造格局上叠加了北东向构造成分，盆地处于孕育阶段。

根据周边山区存在三叠纪陆相沉积和在地震剖面上存在 T_5（基岩）以下仍有正常反射现象的基本事实推断，盆地内有可能存在一套变质或未变质的三叠纪陆相沉积。这是有待今后应予验证的。

（二）断陷阶段

断陷阶段的时限一般自侏罗纪—泉二段沉积期末，主要断陷活动发生在晚侏罗世。由于燕山运动第Ⅱ幕的影响，盆地在区域隆起的基础上发生大规模的断块式的升降运动，形成众多孤立的侏罗纪含煤盆地。根据地震资料落实，此时在松辽盆地南部共形成晚侏罗世含煤盆地 12 个，总面积约两万平方公里，其中德惠盆地为 3600 平方公里，深度近万米，为松辽地区之最。这些含煤盆地彼此分割，群体作有规律的北东向排列。

各断陷盆地的盖层主要为上侏罗统—下白垩统泉二段。中侏罗统仅见于西部断陷中。东部德惠地区可能存在中侏罗统，但资料不足，有待落实。

该期的主要发育特点是大规模的断裂活动伴之以火山喷发。在断裂的控制下，形成闭塞式的侏罗系含煤碎屑及火山碎屑建造。部分学者认为这是松辽盆地形成煤成气的有利时期。断陷阶段的后期，在燕山Ⅲ幕的影响下，侏罗系经受褶皱、隆起而后再次下降。在原来残留古地形的基础上，沉积了白垩系登娄库组—泉二段。沉积学者称此期为“填平补齐”沉积期。但就构造运动的本质而言，此时断陷活动并未完全终结，白垩纪初期的地壳沉降表现出较大的继承性。只是火山活动减弱或平息而已。所以，广义的“断陷阶段”应当包括登娄库组—泉头组二段沉积时期。

断陷阶段的应力场是张性的，故此形成的断层全部是正断层。作为这种应力特征的解释，前人认为是地壳上隆的结果。有的人甚至进一步解释为上地幔上拱，太平洋板块向北西方向俯冲的结果。弄清这一点，对今后在断陷内找油、分析其油气分布规律和油气藏类型，确定勘探、开发方案有着重要意义。

（三）坳陷阶段

坳陷期的本质是盆地基底整体下沉和统一沉积区的形成。主要指早白垩世泉三段—嫩江组沉积时期。此期基底断裂活动减弱，振荡式整体沉降为其主要运动形式。

关于坳陷阶段构造发育特征，在“松辽盆地南部构造发育特征及成因探讨”一文中曾作如下描述：

1）盆地内部此时期的同沉积断层活动不明显，早期大断裂上延活动先后消失。

2）沉积相带有明显的环带过渡性相变特征，没有不规则的或跳跃式的相带变化现象。

3）青山口、嫩江组沉积时期出现分布面积大而稳定的湖相泥页岩及化石组合。

4）沉积层内没有岩浆侵入及喷发岩夹层等。

沉积相研究证明，盆地发育的坳陷阶段曾两次出现基底沉降速度大于物质沉积速度的“非补偿式”沉积，这将有利于石油的生成。此阶段的应力场仍具拉张性。

（四）抬升阶段

从湖盆的发育来看，可称为湖盆的萎缩阶段。这个过程分两步完成，它记录了燕山运动

第Ⅳ、Ⅴ幕的活动特征。早白垩世末，盆地局部抬升，其东部及南部首先抬起，致使晚白垩世湖盆面积缩小，沉积中心向西偏移20～30公里（图2-5-8）；晚白垩世末，燕山运动Ⅴ幕，使盆地总体抬升，导致上白垩统与第三系的不整合接触。这幕活动基本上是原地升降，所以晚白垩世的沉积中心与第三系的基本吻合。第三纪末，基底再次抬升，古松辽湖干涸、地貌景观定型。由此可见，抬升阶段也是盆地发育的重要阶段。抬升的顺序是先隆后褶，隆中有褶。它形成的大批褶皱，构成构造油气藏的物质基础。

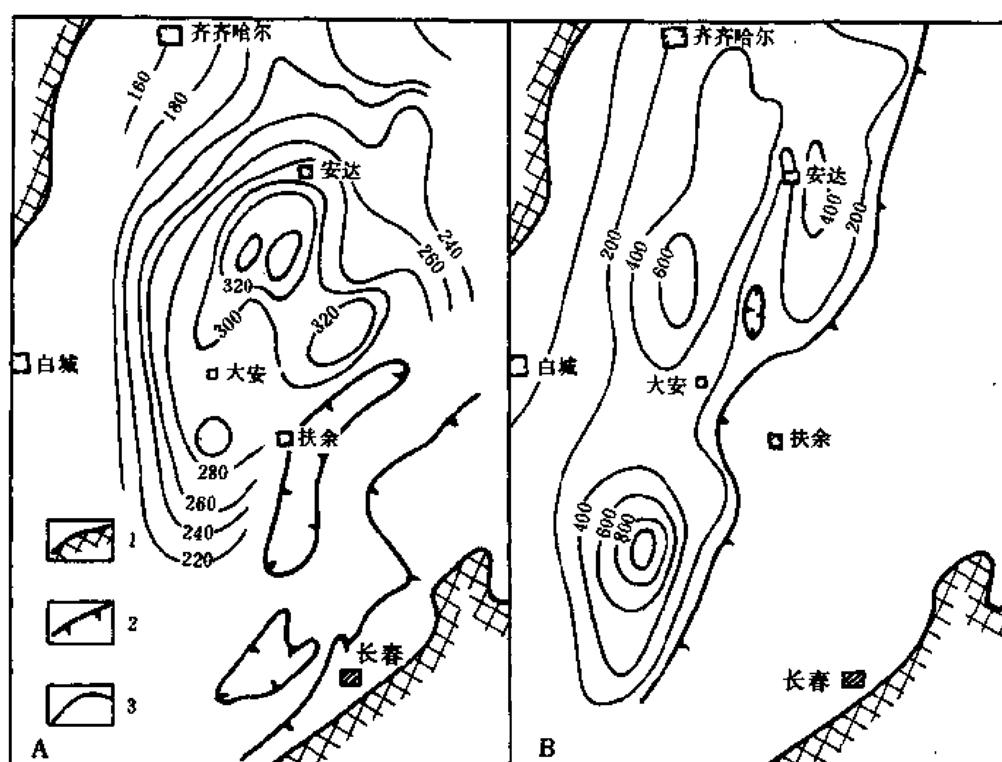


图2-5-8　松辽盆地沉积中心迁移图

A—早白垩世嫩江组二、三段沉积时期；B—晚白垩世沉积时期

1—盆地边界；2—剥蚀线；3—地层等厚线(米)

上述两次构造运动的应力场性质由拉张转为水平挤压。表现于白垩系上、下统之间及上白垩统与第三系之间的不整合接触及整体褶皱和区内的主要断裂——如红岗、大安、孤店等长期活动的断裂——性质由正到逆的转变。

二、盆地发育特征

盆地的发育除了具有阶段性外，还具有继承性。盆地发育的早期阶段，无论古构造或断裂活动均有不同程度的继承性，如盆地的主要坳陷和断裂的发育长期不变。由此，为生油母质的沉积、保存和转化提供了有利条件。

此外，区域发展的不均衡性表现亦十分醒目。在发育过程中盆地沉积中心一般由东向西的偏移已如上述。但在长岭凹陷内，沉积中心则由北向南偏移现象亦十分明显，展示了发展的不均衡性（参见图2-5-8）。

第四节 盆地类型

一、一般分类方案

石油地质学实际上是盆地地质学。盆地类型是盆地地质学研究的重要内容之一。特别是在新探区，人们迫切关心的问题，诸如：生、储、盖组合；石油母质丰度的高低与质量的优劣；区域地热场的分布及热流值的纵横向变化；储油构造的成因和分布规律等等，都或多或少与盆地类型有关。盆地分类的方案很多，表 2-5-4 是国内外学者对盆地分类方案的概括，但终难尽如人意。

目前，对松辽盆地类型研究应用较多的只有槽台说和板块说两种观点，前者运用时间较长。可以认为，不论何种观点，从分类目的出发，盆地的区域构造位置、形成机制、发育史、沉积建造及地热场特征等几个因素，应该是各分类方案的共同基础。

二、槽台学说的分类归属

1963 年，持槽台学说观点的地质部第二石油普查大队认为"松辽盆地是一个白垩纪—老第三纪的坳陷盆地"。它区别于断陷的特征是：①在区域性坳曲运动控制下，形成于相对的大型负向单元之中；②分布范围广阔，多呈圆形，椭圆形，横剖面显示为宽阔的大向斜；③一般以平缓的斜坡过渡到周围的隆起区，地层厚度也由中心向边缘变薄；④其古地貌常表现为冲积平原式湖盆，构造活动以比较均匀、迅速的沉降为主，地层连续；⑤坳陷盆地的发展历史可分为两个阶段：早期下降，晚期上升。下降与上升之间为连续的过渡关系。下降期形成有机含油建造，上升期以碎屑建造为主；⑥坳陷的褶皱微弱、大断裂不甚发育。下降期无边缘断裂产生；⑦火山活动微弱。而断陷盆地则具有完全相反的特点。上述关于坳陷盆地的涵意是十分明确的。

自 1975 年以来发表的大量研究报告和论文，均将松辽称为"断坳型"盆地，人们往往从构造发育史的角度去理解其含义，即盆地经历了断陷到坳陷的发育过程。但笔者认为，若从盆地结构的角度，把它理解为一个大型的坳陷叠加在若干断陷之上的复合盆地，将更有实际意义。因为，这本质上涉及到两个不同类型盆地的控油因素的差异，以及由此决定的勘探方针的不同。

三、板块构造说的分类归属

鉴于 70 年代末期以来以板块观点研究松辽盆地的著述相继问世，且其影响日增，现介绍其中几种，供参考。

(一) 克拉通内坳陷盆地

1982 年，陈发景在"板块构造及含油气盆地"中，将松辽盆地划为克拉通内坳陷盆地。

他认为松辽盆地的发育历程主要分 4 个阶段，即：热隆张裂阶段，裂陷阶段，坳陷阶段和萎缩褶皱阶段。并对每个阶段的发育特征作了图解（图 2-5-9、2-5-10）。

(二) 克拉通复合盆地

杨继良等认为松辽盆地是克拉通内部的复合型盆地。特点是：①地壳厚度约 29～33 公里；②莫霍面上隆；③地温梯度高，全盆地平均为 3.7℃／100 米，盆地东部和中部达 4.2℃／100 米；④盆地构造简单，主要为起伏平缓的褶皱。在前苏联，把这类盆地称作地台内盆地。

地台内盆地通常包括 4 个发育阶段，详见图 2-5-11。

表 2-5-4　各种不同的盆地分类方案表

Брол (1965)		Оленин (1977)	张厚福 (1979)	Klemme (1975)	朱夏 (1981)	T.L.Thompson (1976)		
地台平原盆地	具前寒武纪褶皱基底	1.坳陷盆地	1.台向斜型	1.克拉通内单一盆地	山前坳陷或“A”型俯冲	背离型大陆边缘	大陆内裂谷	
	具古生代和不同时代基底	2.克拉通内盆地 (1)地堑 (2)大陆边棱盆地	2.单断坳陷	2.克拉通大陆内部复合盆地	基底滑移(Basment ramp)		原始洋	
山前盆地	与古生代褶皱前缘凹陷有关的盆地	3.活化地台盆地	3.双断坳陷	3.地堑或裂谷盆地	板块碰撞(Collision)		大洋	
		4.地台和地槽之间发育的盆地	4.山前坳陷	4.大陆外部坳陷为小洋盆	差异沉降(Differential Subsidence)	聚会型大陆边缘	安第斯型	
	与后古生代褶皱山山前凹陷有关的盆地	5.叠合盆地	5.山间坳陷	5.拉裂盆地	拉张(Extension)		亚太型	冲断盆地
山间盆地	前寒武纪活化地台上的山间盆地	6.褶皱带之间的盆地	6.山前坳陷地台边缘盆地	6和7类横向和走向山间盆地	断裂滑动(Fault Slip)			块断盆地
	古生代褶皱山的山间盆地	7.坳拉谷	7.山间坳陷中间地块盆地	8.三角洲	重力滑动(Gravitational Sliding)	大陆碰撞	古洋盆残余	
	后古生代褶皱系和现代地槽的山间盆地	8.皱褶带内的盆地						

Michel poulet	Dickinson (1977)	Bally (1975)	雷蒂斯 (1980)	叶连俊,孙枢 (1979)
1.与扩张带有关的沉积盆地 早期型(莱茵地堑) 中期型(红海) 晚期型(大西洋型)	Ⅰ、裂谷型盆地 1.克拉通内部盆地 2.边缘坳拉谷 3.原洋裂谷 4.冒地斜沉积柱体 5.大陆堤 6.新生洋盆 7.转换拉张盆地 8.弧间盆地	A、位于稳定岩石圈的盆地 1.与海洋拉伸有关的盆地 (a)断陷地堑盆地 (b)大西洋型被动边缘盆地 2.位于前中生代固结的挤压巨型接合带上的盆地 克拉通盆地 B、环接合带盆地 1.与B—俯冲带相邻的海洋地壳上的深海沟 2.前渊 3.中国型盆地 C、浅接合带盆地 1.与B—俯冲带有关的盆地 (a)前弧盆地 (b)与B—俯冲带弧凹侧有关的环太平洋内弧盆地 (i)后渊盆地 (ii)边缘盆地 2.潘宏型盆地与A—俯冲带弧的凹侧伴生 3.加里福尼亚型盆地与交切的断陷转换系统相伴生	A、板内盆地(非造山带盆地) 1.克拉通内盆地 2a.裂谷盆地 2b.被动大陆边缘 B、板缘盆地(造山带盆地) 1.与A—型俯冲作用有关的盆地 a.前渊 b.坳拉谷 c.山间盆地 2.与B型俯冲作用有关的盆地 a.后渊或弧后盆地 b.弧前盆地 c.海沟	A、先成盆地 (A_1)水上先成盆地 (A_2)水下先成盆地 B、同生盆地 (B_1)同生褶陷盆地 (a)薄壳同生褶陷盆地 ①熔岩盆地 ②优地槽盆地(早期先成盆地) (b)厚壳同生褶陷盆地 ①地台盆地 ②准地槽盆地 ③冒地槽盆地 (B_2)同生断陷盆地 (a)单断同生断陷盆地 (b)双断同生断陷盆地 C、次生盆地 (C_1)断层陷落盆地 (C_2)向斜残余盆地 (C_3)山间盆地
2.与敛合(接合)带有关的沉积盆地 (1)安第斯型　新生代沿海盆地,不连续山间盆地,克拉通外圈的线性盆地 (2)岛弧型　内部盆地,边缘盆地(或弧后盆地)	Ⅱ、造山型盆地 1.海沟 2.斜坡盆地 3.弧前盆地 4.周缘盆地 5.弧后盆地 6.陆前破裂区 7.转换挤压盆地 8.残留洋盆地			
3.大陆壳上板内盆地				

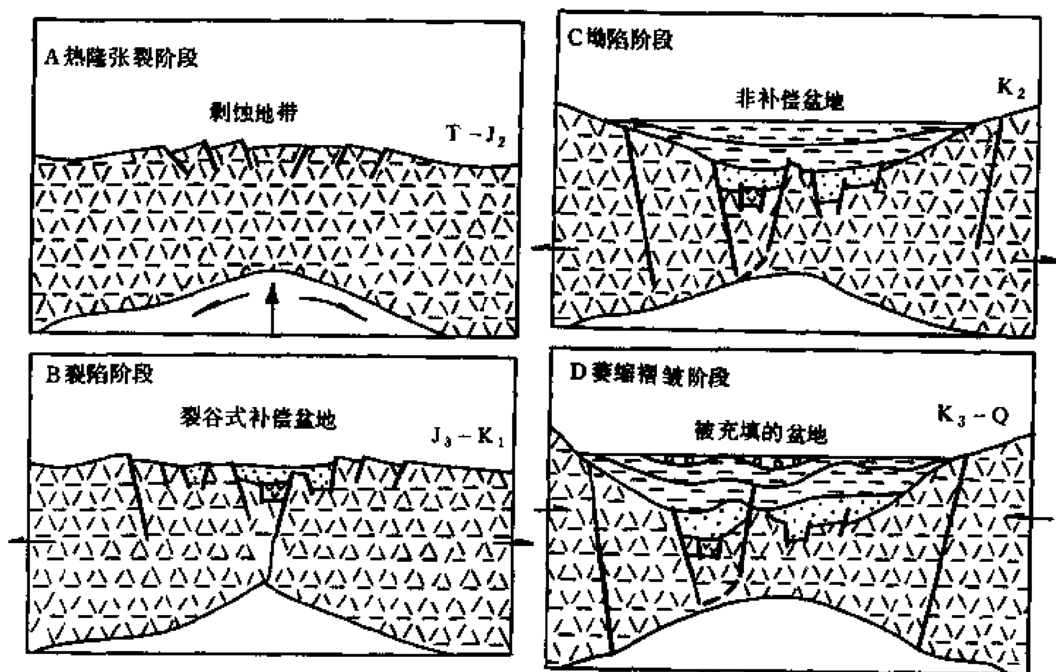


图2－5－9　松辽盆地演化的地球动力学模式图

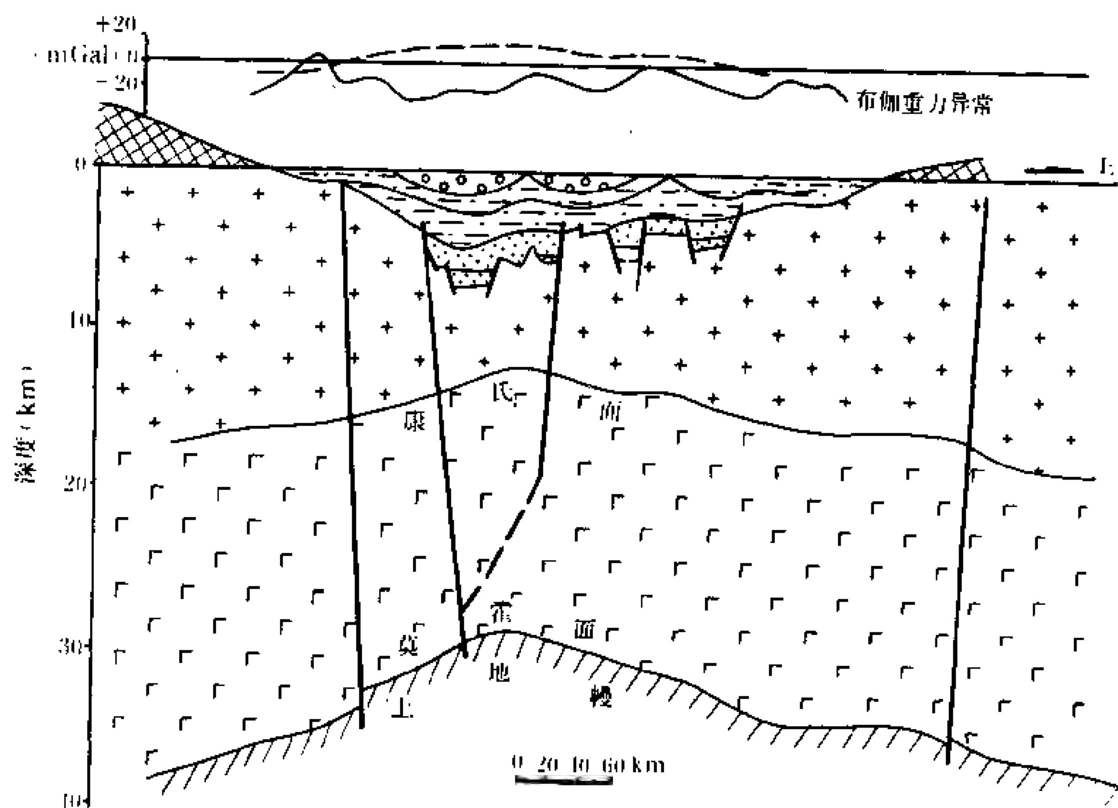


图2－5－10　松辽盆地地质剖面和深部地壳构造示意图

（三）双弧后裂谷盆地

1981年，张凯提出，松辽盆地的板块构造位置属于中国东部扩张区的大兴安岭岩浆弧隆起带和张广才岭岩浆弧隆起带之间的松辽扩张沉降带上，即双弧之后盆地。他指出，松辽盆地发展分4个阶段，即：①三叠纪时的区域上拱、隆起阶段；②侏罗—早白垩世登娄库期的断陷阶段；③早白垩世快速沉降的坳陷阶段；④晚白垩世—第三纪稳定缓慢下降阶段。并认为盆地的形成和发展受到两种力的控制：一是受深部地幔物质的热力变化的影响，二是受东、西两个俯冲消减带的挤压作用和岩浆的热力作用。所以，这个盆地既具有张性，又有压性的特点；既有裂谷的热力条件，又有岩浆的热力条件，因而具有双重热流的异常条件。

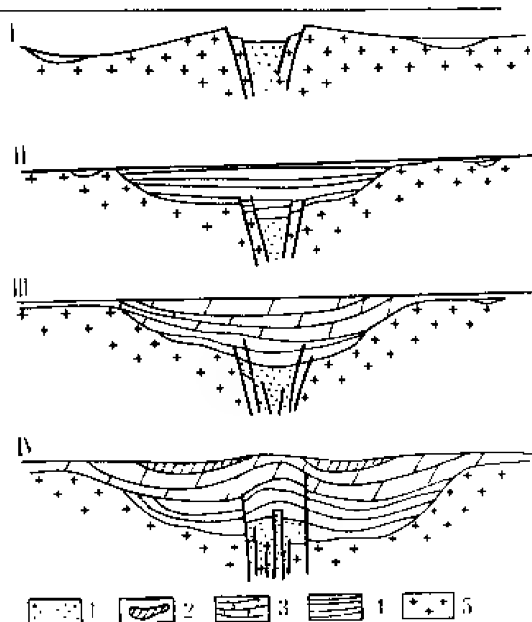


图2-5-11 地台内盆地各个期的发育图

Ⅰ—裂谷期；Ⅱ—早期台向斜期；

Ⅲ—晚期台向斜期；Ⅳ—侵蚀回返期；

1—陆源含煤岩系及火山岩沉积；2—陆相沉积含油盆地；

3—陆源、碳酸盐岩、蒸发岩沉积；

4—海相陆源沉积；5—基底

（四）弧后裂谷盆地

吉林油田地质调查处和勘探开发设计研究院于1980年和1982年先后提出松辽盆地是弧后裂谷盆地的观点。这一观点初步为石油地质学家所接受，现记述如下：

1.盆地的发育具有裂谷的基本特征

1）盆地处于上地幔隆起带上，中、新生代沉积最厚的地带，恰是莫霍面上拱最高、地壳最薄的地带，呈明显的镜像对称关系。莫霍面拱起的走向为北北东向，与松辽盆地走向一致。

2）盆地发育受三条北北东方向的断裂控制，它们是：嫩江—白城壳断裂、孙吴—双辽壳断裂、依兰—依通超壳断裂，此外盆地内还发育有许多基底断裂。这些断裂由张性正断裂组成，自中生代以来有长期活动的历史，影响着盆地的形成和发育。

3）具有较高的地温梯度和较快的沉积速率。平均地温梯度为4.2℃／100米，最高达8.9℃／100米，这是中国各盆地中地温梯度最高的，视沉积速率为0.17毫米／年，坳陷期视沉积速率为0.78毫米／年，小于华北地区，而大于西部诸盆地。

2.盆地发育阶段（图2-5-12）

（1）隆起阶段　盆地基底是古生代华力西褶皱带，主要为石炭—二叠系，并伴随有大规模的花岗岩侵入。三叠纪至早、中侏罗世盆地处于隆起剥蚀阶段。

（2）裂谷阶段（晚侏罗世—泉二段沉积期）　晚侏罗世开始，由于太平洋板块向欧亚板块俯冲及印度板块向欧亚板块俯冲，在这两种力的作用下，大陆地壳拱起，地幔物质上涌，产生张性断裂带，以至许多分散的地堑，形成陆相含煤火山碎屑建造。早白垩世早期（登娄库期），由于孙吴—双辽壳断裂的活动，形成长350公里，宽30～70公里的裂谷断陷，登三、四段沉积范围又稍扩大。裂谷阶段区域构造格局是：由侏罗纪晚期的分散地堑，发展到早白垩世早期的形似三分枝状的裂谷。以大安为顶点，形成齐家—古龙、长岭，三肇三个断陷区（图2-5-13），这三个断陷区正是上地幔的三个隆起。

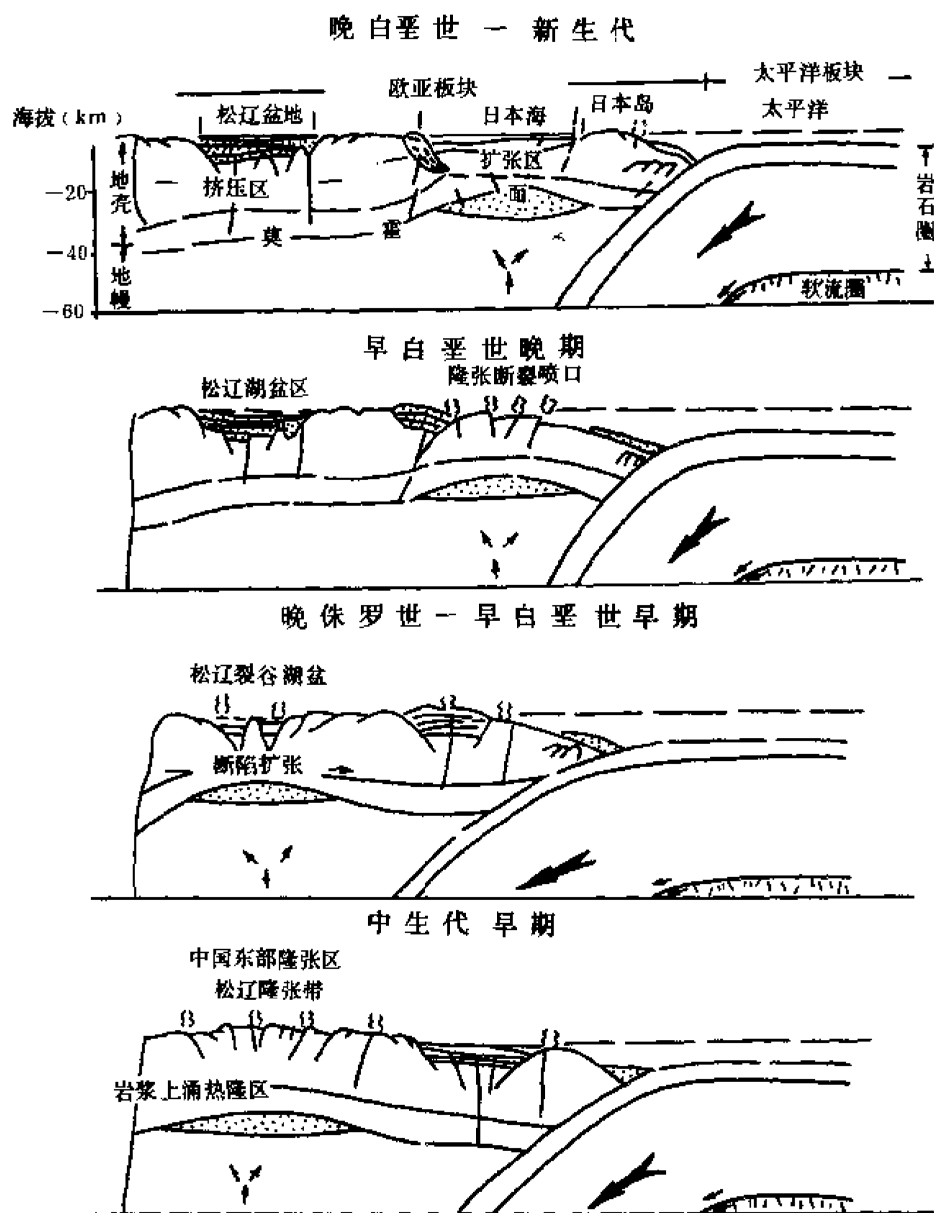


图 2-5-12 松辽盆地及邻区构造演化模式示意剖面图

泉三段沉积时期开始，形成了统一的松辽古湖盆，特别是青山口组、嫩江组沉积期是湖盆发育的极盛期。由于受三分枝状结构的影响，在中央坳陷区内形成了齐家—古龙、三肇、长岭等次级凹陷。

断陷向坳陷转变的机制是，当地幔停止上拱时，其上部受到低温的影响而逐渐冷却收缩，遂使盆地发生整体下沉。

(3) 萎缩阶段（晚白垩世至第三纪） 晚白垩世盆地开始上升，至早第三纪盆地全面上升，沉积中心明显西移约 20～30 公里。此时，盆地东北及东南部隆皱抬起，仅在西部接受上白垩统及第三系粗屑沉积。盆地收缩期也是盆地发育的重要时期，晚白垩世前后的两次构造运动，燕山运动Ⅳ、Ⅴ幕，形成了大批构造，对油气藏的形成起了很大作用。

前述占龙、三肇、长岭三个凹陷在整个白垩纪都是持续稳定下沉的，接受了大量的来自周边的有机质。但在发展过程中三个凹陷又有所区别：齐家—古龙凹陷和三肇凹陷发育较早，其极盛期是在早白垩世，青山口组和嫩江组沉积时期，这两组内生油岩极其发育。晚白垩世时，盆地东部抬起，特别是三肇凹陷，逐渐萎缩消失。长岭凹陷的发育则相对较晚，早白垩世时尚不明显，泉四段—嫩江组总厚1400米，较齐家—古龙凹陷薄340米，且为区域性的北倾斜坡。长岭凹陷发育极盛期在晚白垩世，沉积中心在黑帝庙一带，上白垩系厚1030米。

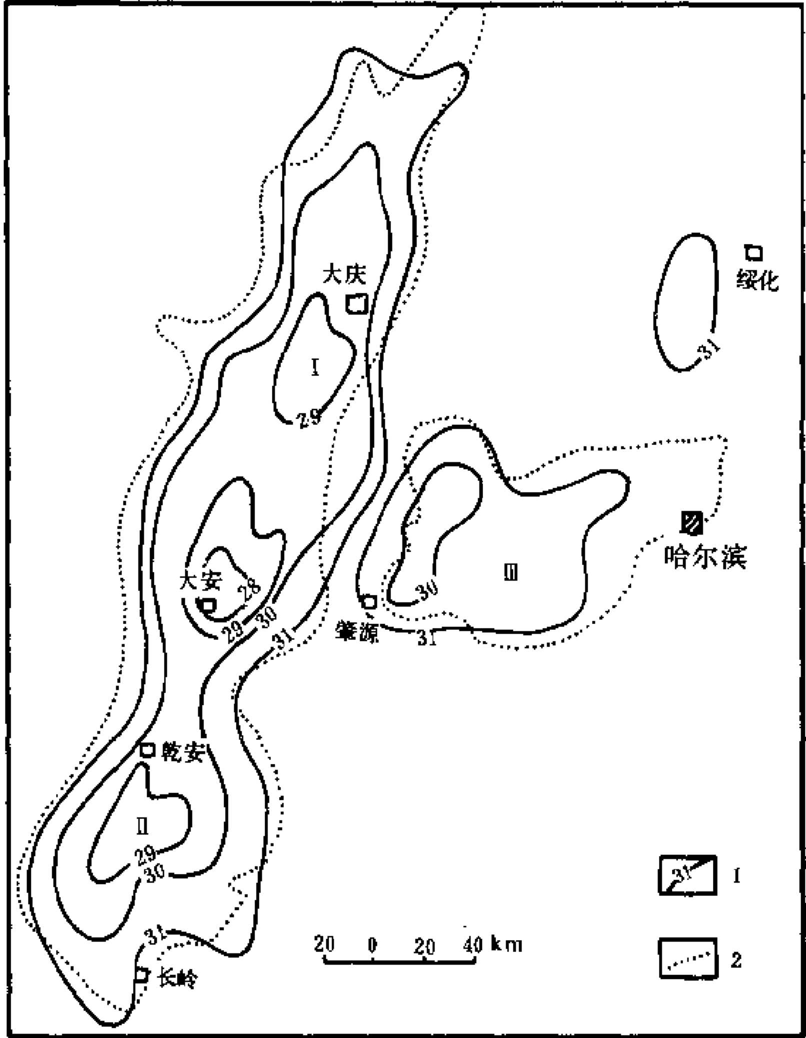


图2-5-13 松辽盆地莫霍面隆起与青山口组沉积厚度对照图

1—莫霍面埋深等值线(公里)；2—青山口组底面坳陷形态；

Ⅰ—齐家—古龙凹陷；Ⅱ—长岭凹陷；Ⅲ—三肇凹陷

三个凹陷发育时间上的这种差别，影响到区域的生油条件，长岭凹陷与齐家—古龙凹陷和三肇凹陷相比，其早白垩世油气生成的地质条件相对较差，而晚白垩世则相对较好。

综上所述，板块观点对盆地分类有两种认识，其一认为盆地发育在克拉通内，其形成机制是地幔物质上涌，大陆岩石圈受热变薄，从而导致隆起、裂谷、坳陷。这一系列过程与太平洋板块活动无关。其二则认为盆地地幔物质上涌是太平洋板块作用的结果。90年代以

来，吉林油田的构造研究基本采纳这个观点。

第五节 盖层构造

一、构造勘探成果

松辽盆地南部局部构造的发现，主要靠地震方法。但在勘探的初期，1956～1958 年间。则较多的依靠航空磁测、地面磁测、重力及电法等较为轻型的物探手段，配合地质钻探加以证实。例如扶余—新立构造带的发现就是由重磁异常确定井位而予证实的。显然，这种手段的风险程度是很高的。1958 年以后，特别是 1962 年，当全盆地开始连网地震测量以后，地震工作便成为寻找构造的重要手段和钻探的直接依据。多年来，随着地震仪器和解释手段的改善，寻找构造的效率和精度都有显著的提高。

通过大面积的地震普查和 1962 年的区域性联网地震工作，在盆地南部已经确立了 5 个区域性地震反射界面和若干局部地区的辅助性地震反射界面。同时，确定了地层界面与地震界面的对应关系（表 2–5–5），从而为地震的构造解释提供了可靠的依据，大大地提高了勘探效果。

截至 1988 年底，松辽盆地南部共发现局部构造 75 个，其中 90%以上是地震勘探发现的。上述构造有 42 个分布在地震测线密集的中央坳陷区，23 个分布在地震测线较密集的东南隆起区。可见，除区域地质条件外，地震测线密度与构造发现的多少有较密切的关系。

在已发现的构造中，有 50 个已经钻探落实，并在其中的 21 个发现了油气显示或工业性油气流（表 2–5–6）。

二、构造单元的划分

（一）构造单元划分的原则

1959 年，石油工业部石油科学研究院在“松辽盆地构造发育特征的初步总结”中提出，划分构造单元主要应考虑的因素是“基岩性质、基岩埋深或沉积厚度、盖层特点、地质发展史、构造线的排列。”这几个因素，实际上是划分构造单元的基本原则，只是对不同级别的构造所考虑的侧重点不同而已。例如，一级单元主要考虑基底性质和盖层的区域地层特征。因此，常与该单元的基底构造分区及地层区划相联系；二级单元则侧重构造的形成机制、发育史，局部沉积特点及构造的组合规律；而三级单元则主要是构造形态。

（二）不同划分方案的演变

1959 年，石油工业部松辽石油勘探局综合研究队在“乾安地区构造详查总结报告”中，援引了把整个盆地划分为 7 个一级单元的观点，并将中央坳陷带再分为两个二级单元。1961 年，该队编写的“松辽盆地构造图说明书”中，改划成 8 个一级单元和 12 个二级单元。说明书将各级单元的术语作了明确规定：一级单元——坳陷、隆起、斜坡带（或倾没带），地堑和断块、台块；二级单元——长垣、背斜带（或潜伏背斜带），正向基岩突起和延伸带、斜坡和断裂带。

1961 年，地质部地质科学院“从松辽盆地沉积—构造发育史探讨白垩纪地层含油规律”的研究报告中，提出 6 分方案，即分西部斜坡带、东部隆起带、鹤岗地块延伸带、北部倾没带、中央坳陷带和开鲁凹陷带。

1965 年，地质部第二石油普查大队，将盆地划分为中央坳陷带、东南隆起区、东北隆起区、西部斜坡区、西南隆起区等 5 个一级单元(图 2–5–14)。并将发育在各级单元上的局部

表 2-5-5　地层界面与地震界面对照表

地层						地震界面		油层
界	系	统	组	段	符号	区域	辅助	
新生界	第四系				Q		T_0^1	
	第三系		泰康		N_2t			
			大安		N_1d		T_0^2	
中生界	白垩系	上统	明水	二	K_2m^2		$T_0^{2'}$	明水
				一	K_2m^1			
			四方台		K_2s		T_0^3	
		下统	嫩江	五	K_1n^5		T_0^4	黑帝庙
				四	K_1n^4		T_0^6	
				三	K^1n^3		T_0^7	
				二	K_1n^2			
				一	K_1n^1	T_1		
			姚家	三 二	K_1y^{2+3}			萨尔图
				一	K_1y^1		T_1'	葡萄花
			青山口	三 二	K_1qn^{2+3}			高台子
				一	K_1qn^1	T_2		
			泉头	四	K_1q^4		T_2'	扶余
				三	K_1q^3		T_a^3	杨大城子
				二	K_1q^2		T_a^2	
				一	K_1q^1	T_3		
			登娄库	四	K_1d^4			
				三	K_1d^3			
				二	K_1d^2			
				一	K_1d^1	T_4		
	侏罗系	上统	营城		J_3y			
			沙河子		J_3sh			
			火石岭		J_3hs	T_5		
基底								

表 2-5-6　松辽盆地南部局部构造勘探成果表

一级构造	已钻探构造			未钻探构造	构造数					
	形成油田	见油气显示	未见油气显示		已钻探构造				未钻探构造	合计
					油田	见显示	未见显示	小计		
西部斜坡		平安镇		安广		1		1	1	2
中央坳陷区	红岗 扶余 Ⅲ号 英台 木头 乾安 新立	署字井,黑帝庙[①],大安,新民,海坨,海坨南,双坨子,孤店,情字井,情字井北,大坨子,八郎南,长山屯,新庙,白被花,前旗,大老爷府,孤西,大榆树西	海坨东	为字井,乾安北,东南退字井,前神字井,情字井西,右字井,佟岭窝堡,黑帝庙东,黑帝庙西,窗户,花敖三包,西西里嘎坨子,前布力台,秋字井西,秋字井北,大榆树南	6	18	1	25	17	42
东南隆起区		农安,万金塔,杨大城子,头道圈,长春岭,扶余Ⅱ号,扶余Ⅰ号,登娄库,顾家店,朱大屯,茅山,小城子	怀德,青山口,大三井字,大房身,小合隆,农安西,钓鱼台,伏龙泉	岭南 三盛玉 朱尔山		12	8	20	3	23
西南隆起区			新安镇 保康 金山 金山西 前七号	新安北 茂林 五十九号			5	5	3	8

①划横线者表示见工业油气流的构造。

构造按其分布规律、构造形态及组合关系划分为 21 个二级构造单元（表 2-5-7）。把局部构造划为三级构造，共 94 个。报告对各级所用术语作了进一步的规定，基本沿用迄今。

1975 年，大庆油田与吉林油田合编的《松辽盆地石油地质勘探图集》将全盆地分为 6 个一级单元，21 个二级单元，130 个局部构造，这个方案基本上沿袭了 1959 年的划分方案，但将架马吐基岩隆起和开鲁凹陷带统称为西南隆起区，其余各单元仅作了局部调整和名词上的更动。

三、吉林油田的划分方案

以上的划分方案均是以松辽盆地为整体进行的划分，资料截止到 1974 年底。1980 年，吉林油田首次针对松辽盆地南部作了详细划分。当年编写的"松辽盆地南部石油地质勘探研究成果图集"将南部分为 5 个一级单元，13 个二级单元（图 2-5-15）。一级单元是：西部斜坡区、中央坳陷区、东南隆起区、西南隆起区和开鲁坳陷区。其中前三者均向北部伸延，进入盆地北部。新的划法将 1975 年的西南隆起区重新划分为两个一级单元，即西南隆起区和开鲁坳陷区。这个方案沿用至今。只是局部构造由当年的 53 个逐年增加到现今的 75 个（表 2-5-8）。

表 2-5-7 松辽盆地盖层构造分区、分级表

一级构造	二级构造	三级（局部）构造
中央坳陷区	大庆长垣	敖包塔构造(穹)葡萄花构造(穹)四合屯构造(穹)太平屯构造(短)高台子构造(短)宝山构造(短)杏树岗构造(短)萨尔图构造(短)喇嘛甸子构造(短)
	华字井阶地	双坨子构造(短)白音花构造(穹)大坨子构造(穹)孤店构造(短)
	乌裕尔凹陷	前五家子构造(短)林甸西构造(穹)
	黑鱼泡凹陷	李家围子构造(短)
	古龙凹陷	高台西构造(短)龙虎泡构造(短)碧绿湖构造(短)萨西构造(穹)霍地房子构造(穹)
	三肇凹陷	模范构造(穹)宋芳屯构造(穹)榆树屯构造(短)升平构造(穹)朝阳沟构造(短)四站构造(短)太平川构造(短)
	长岭凹陷	乾安构造(穹)情字井构造(穹)黑帝庙构造(短)东洲海鼻状构造 韦家窑构造(穹)新安镇构造(穹)
		波拉台构造(穹)大赉构造(长)红岗子构造(短)
东南隆起区	登娄库背斜带	伏龙泉构造(短)登娄库构造(短)扶余Ⅰ号构造(穹)扶余Ⅱ号构造(长)长春岭构造(短)五站构造(短)
	公主岭大背斜	公主岭构造(短)头道圈构造(穹)烧锅店构造(短)
	钓鱼台凸起	钓鱼台构造(短)朱大屯构造(短)
	扶余凸起	扶余Ⅲ号构造(穹)
	青山口凸起	青山口构造(穹)大房身鼻状构造
	莺山—杏山凹陷	小城子构造(短)大三井子构造(短)太平庄构造(短)兰旗构造(穹)
	德惠凹陷	
		小合隆构造(短)农安构造(短)万金塔构造(穹)兰棱构造(穹)朱尔山构造(短)安西构造(穹)
东北隆起区	克山—依龙倾没带	二中西构造(短)新屯构造(短)三兴构造(短)东兴构造(穹)长盛鼻状构造 依龙构造(短)林甸构造(短)通宽鼻状构造 克山构造(长)、乾元构造(短)宝泉构造(短)二中构造(短)
	明水缓坡	东风鼻状构造 双兴构造(穹)
	海伦凸起	三道镇构造(穹)
	青冈凸起	任民镇构造(短)
	绥化凹陷	隆盛合构造(短)团山子构造(穹)呼兰鼻状构造 对青山构造(穹)
西部斜坡区		拉哈鼻状构造 聚盛构造(短)二道湾子构造(短)齐东构造(穹)大兴构造(穹)二站构造(短)新发构造(穹)一心构造(穹)小林克构造(穹)沙坨子构造(穹)阿布宫构造(穹)英台构造(穹)平安镇构造(短)
西南隆起区	架马吐凸起	金山鼻状构造 保康鼻状构造 前七号构造(穹)
	双辽凸起	
	其余二、三级构造未列出	

注:穹——穹隆背斜,短——短轴背斜,长——长轴背斜.

四、二级构造带

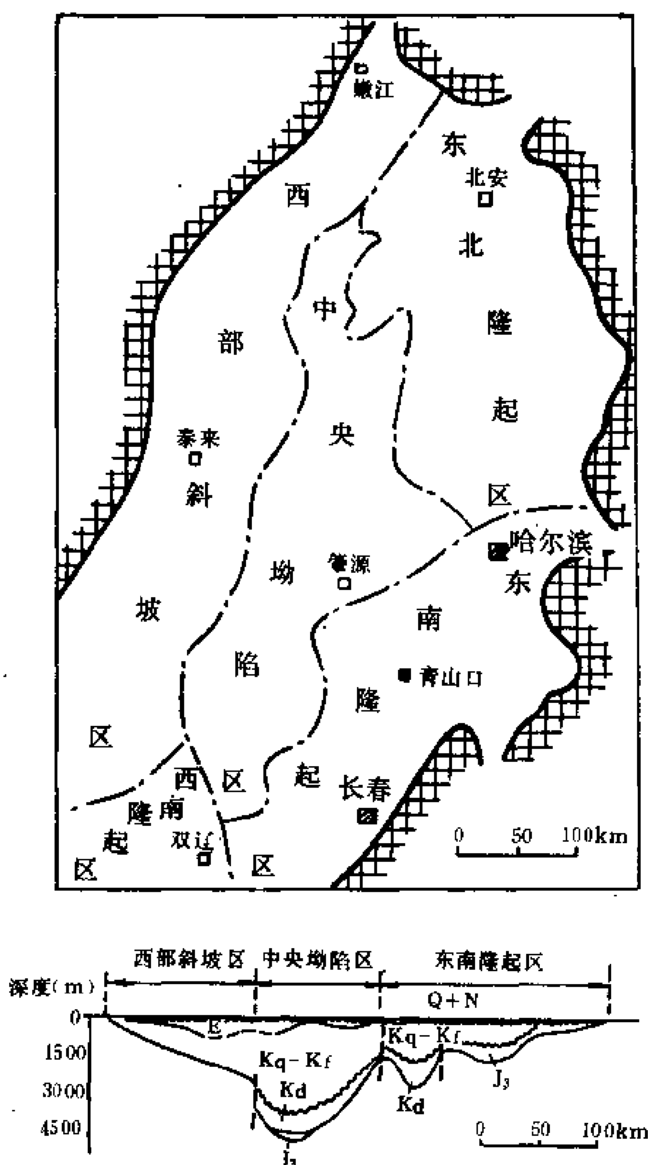


图 2-5-14 松辽盆地构造分区示意图

二级构造带这个概念是松辽普查期间，群众根据盆地中褶皱构造成群出现的特点而创立的，由于是自发的创立，所用术语不甚一致，地质部二普用“构造群”一名，石油部系统则用“二级构造带”一词，创立的时间、人名已不可查。由于同样的原因，在概念建立的初期，对其含意和具体划分方案也不完全统一。1960 年，“松辽平原南部 1960 年度石油地质总结报告”把它概括地理解为“在分布和发展上彼此互相联系的一批局部构造”。并进一步强调“这一术语不应该有某一级构造单位的意义，它实际上是代表着局部构造成因和分布规律的总和”。它自身可以构成一个二级构造单元，发育在正向单元上，也可以发育于负向单元之中，构成某二级单元中的一个部分。二级构造带之所以引起人们的关注，是因为它不仅控制着三级构造的形态、规模、分布、发展史和力学机制，而且还控制着岩性及生、储、盖组合。因此，也直接控制着油气的圈闭条件，从而形成一群有共同特征的油气藏。

近年来，吉林省油田管理局着手对松辽盆地南部地质构造进行全面总结。鉴于二级构造带在油气勘探中的特殊意义，所以曾被予以充分的关注。并且根据构造的形态特征、区域构造位置、发育特征、控制因素，含油气特征等因素将松辽盆地南部划分为 14 个二级构造带。

1984 年，吉林油田在盆地南部油气资源评价研究工作中，以二级构造带为基础，结合“油气藏圈闭类型”将本区划分为 10 个油气聚集带，并计算了每个带的油气资源量，从而将该项工作提高到一个定量评价预测的新水平（详见本篇第十二章）。

盆地南部二级构造带的划分如图 2-5-16。实际上，二级构造带的种类很多，它包括逆牵引构造带、潜山构造带、断鼻带、背斜带、斜坡带、地层尖灭带、盐丘、礁块、披覆、嵌人带等等。这些构造类型的形成条件在松辽盆地南部以及外围盆地中，均广泛存在，它们都有可能形成有利的油气聚集带，所以应作为今后构造研究的主要课题之一。

二级构造带不是二级构造单元，但两者有密切的关系，甚至有时一个二级单元就是一个二级带。因此，本志将结合二级构造单元对二级构造带加以介绍。

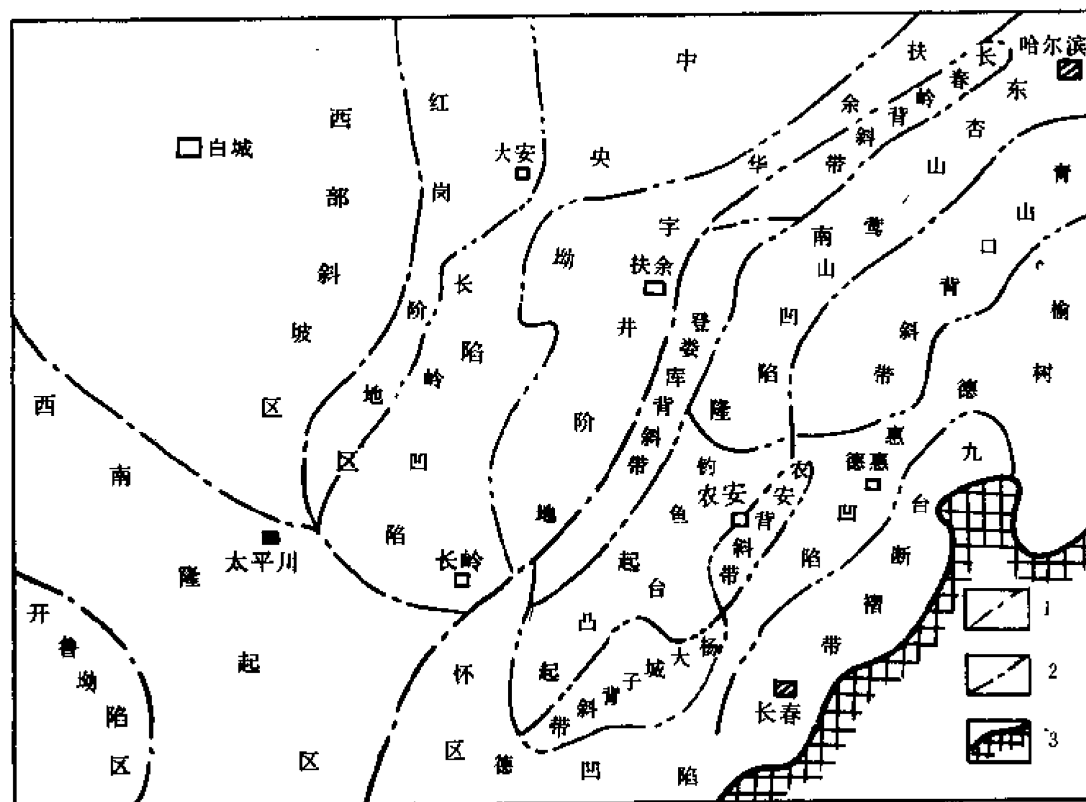


图 2-5-15 松辽盆地南部构造区划示意图

1—一级构造分区线;2—二级构造分区线;3—盆地边界

表 2-5-8 松辽盆地南部构造分区表(1980)

一级构造	面积(万 km²)	序号	二 级 构 造	面积(km²)	局部构造(个)
中央坳陷区	1.48	1	红岗阶地	2800	7
		2	长岭凹陷	6700	14
		3	扶余—华子井阶地	5300	21
东南隆起区	3.54	4	长春岭背斜带	1110	3
		5	登娄库背斜带	1520	4
		6	杏山—莺山凹陷	2650	2
		7	钓鱼台凸起	2750	4
		8	杨大城子背斜带	1500	3
		9	青山口背斜带	2550	2
		10	九台断褶带	4400	2
		11	榆树—德惠凹陷	8020	
		12	农安背斜带	1500	2
		13	怀德凹陷	9400	
西部斜坡区	2.48				1
西南隆起区	2.48				6
开鲁坳陷区	3.32				4
合 计	13.3				75

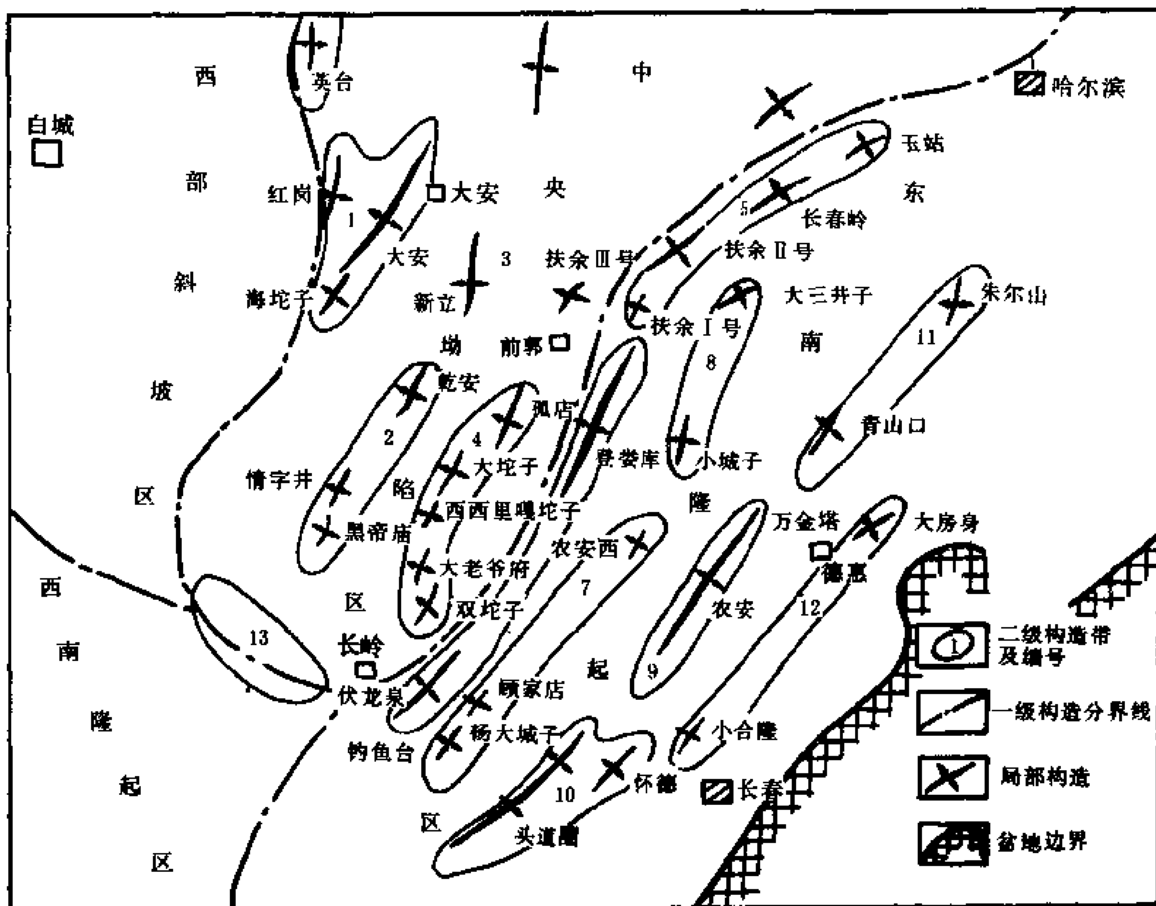


图 2-5-16 松辽盆地南部二级构造带分布图

1—红岗—大安逆牵引背斜带；2—黑帝庙—乾安穹隆断鼻带；3—扶余—新立背斜带；4—孤店—双坨子鼻状构造带；
5—长春岭背斜带；6—登娄库—伏龙泉背斜带；7—农安西—钓鱼台凸起潜山构造带；8—大三井子—小城子背斜带；
9—农安—万金塔背斜带；10—杨大城子背斜带；11—朱尔山—青山口背斜带；12—小合隆—大房身鼻状构造带；
13—金山—保康鼻状构造带；14—英台—龙虎泡背斜构造带

第六节 构造单元简介

一、中央坳陷区（南段）

中央坳陷区（南段）指松辽盆地中央坳陷区的吉林省部分。其地理位置北起吉林、黑龙江省界，南抵长岭，西界安广，东临扶余，整体呈三角形向盆地北部拓延，面积约 1.48 万平方公里。其构造位置，东接东南隆起区，西接西部斜坡区，南止西南隆起区，北连古龙、三肇凹陷。上述范围与基底的长岭凹陷相一致，在地层划分上，与松辽盆地分区长岭小区一致。坳陷的基底由吉林加里东褶皱系和吉林华力西褶皱系拼接而成，岩性以古生界变质岩和侵入花岗岩为主。

本区地层特点是发育齐全。据地震资料推断坳陷的中轴部位可能存在侏罗系含煤火山碎屑岩系沉积，并有下白垩统登娄库组超覆其上。已揭露的地层由下白垩统的泉头组到第三系

均有沉积，其中泉头组—嫩江组为连续沉积，嫩江组与明水组、四方台组与第三系均为不整合接触。全区下白垩统沉积以湖相为主，形成巨厚的生油岩系。

该区勘探工作始于1956年，它的航磁、磁法、重力、电法及地震各种物探工作及勘探工作的总工作量占松辽盆地南部的1／3～1／2，为盆地南部勘探程度最高者。勘探实践证明，该区既为松辽盆地南部主要生油区，亦为重要的含油气区。目前松南已经开发的油田均在本区。

中央坳陷区包括红岗—大安阶地、长岭凹陷和扶余—华字井阶地等三个二级构造单元，42个局部构造。各单元的石油地质条件和构造特征不尽一致，现分别叙述如下：

(一) 长岭凹陷

长岭凹陷位于中央坳陷（吉林省部分，下同）南部，西临红岗—大安阶地；东接扶余—华字井阶地；南与西南隆起区相连；北与古龙凹陷相望，面积6700平方公里。凹陷的基底埋深5000～7000米，整体呈箕状，向北倾斜。在此背景上，凹陷的中部有大老爷府—情字井潜伏基岩古隆起横亘东西，将长岭凹陷分成乾安、黑帝庙两个次级凹陷。

凹陷中白垩系发育齐全，总厚度达5000余米（参见本篇第三章）第三系亦有分布。据地震推测，凹陷中央隐伏断陷中可能有侏罗系煤系存在。在盆地发育的过程中，本区一直处于下沉状态，并在较长时间内处于湖相、深湖相和河湖过渡带，因此是松辽盆地南部的主要生油区，其生油总量可达数10亿吨。

1.构造形态特征

长岭凹陷有乾安等14个局部构造（见表2–5–9），主要发育在地震T_2、T_1及T_3反射层中，分布在凹陷轴部——黑帝庙—乾安一带。构造形态以鼻状为主，其共同特点是圈闭面积小、幅度低、埋藏深度大。局部构造轴线与控制断层的走向基本一致，呈北东或北北东向，而且均发育在断层的上盘，构造的闭合面积由浅至深逐渐变小，闭合度则由小变大。两翼产状以靠近断层处变陡。

凹陷内主要基岩断裂为乾安断裂，属于松辽盆地中部孙吴断裂的一部分。在基岩断裂控制下，盖层断裂亦较发育，其分布主要在基岩断裂附近，平面上与局部构造伴生。断层方向主要为北北东向，个别南北向或北北西向。断层性质全部为正断层，并且多系同生断层。其规模一般较小。

2.构造发育特征

长岭凹陷的发育严格受基底断裂的控制，其特点如下：①从局部构造的分布及形态特征判断，凹陷内的构造发育严格受长期发育、多次活动的基底断裂控制。②在凹陷的发育过程中，表现出明显的北早南晚的不均衡性。北部的乾安凹陷于早白垩世发育较好，沉积层序齐全，但燕山运动第Ⅳ幕以后，开始抬升；南部的黑帝庙凹陷早白垩世虽发育不好，却于后期接受了四方台组沉积。因此，造成北部的下白垩统生油条件优于南部。区内砂体沉积的状况也反映出同一过程，下白垩统砂岩向北下倾尖灭，上统则向北上倾。③局部构造发育时间，同样表现出北早南晚的规律，北部乾安构造为嫩江末期形成，南部黑帝庙构造则形成于明水末期。但不论南北，都是一次定型。这也是构造发育的主要特征。

根据上述构造的形态、区域构造位置、发育特征、控制因素等条件，将长岭凹陷的局部构造群划入同一个二级构造带——黑帝庙—乾安穹隆断鼻构造带。该带除乾安穹隆外，其他为断鼻组成的构造群，是中上部组合的油气聚集带。该带圈闭条件有两种主要形式，一种是构造圈闭，包括背斜、断层、断鼻和鼻状构造；一种是岩性圈闭，包括砂岩透镜体和砂岩上

表 2-5-9　长岭凹陷局部构造要素表

构造名称	标准层	轴向	长轴(km)	短轴(km)	长短轴比	构造形态	高点位置①	闭合面积(km^2)	闭合高度(m)	高点海拔(m)	两翼倾角	落实程度
乾安北	T_2					穹隆		4.1 4.1	47.0 41.0	−2103 −2009		
乾安	T_1	NNE	10.5	6.2	2 : 1	穹隆	118 / 276.6	43.5	65	−1060	NNE2° SE1°22′	落实
	T_2	NNE	13	7.5	1.5 : 1	穹隆	117 / 274.8	46.5	165	−1810	SE2°2′ NW2°10′	落实
	$T_{3(2)}^{(1)}$	EW SN	4 4.8	4 2.8	1 : 1 1.8 : 1	断鼻 穹隆	120.6 / 280.4 117 / 276.4	12.5 11.0	70 30	−3130 −3200	W4°	较落实 落实
黑帝庙	T_1		5.2	5	1 : 1	穹隆	261.5 / 71	17	80	−1720		落实
	T_2					穹隆	1200 / 263 263.95 / 72.5	12 2	120 20	−2330		落实
花敖包	T_2					断鼻		3.8	110	−1790		
情字井	T_1 T_2					穹隆		6.1 6.7	52	−1698 −2285		
右字井	T_1 T_2					断鼻		4.1 5	30 58	1770 −2392		
东南退字井	T_1 T_2					断鼻		6.7 5.2	20 81	−1630 −2194		
前神字井	T_1							3.7	23	−1727		
	T_2					断鼻		5.2	62	−2263		
情西	T_1 T_2					断鼻		4.7 3.6	20 30	−1730 −2295		
为字井	T_2					断鼻		3.2	64	−2086		
								2.0	61	−2089		
								2.0	49	−2101		
情北	T_2					断鼻		4.2	126	−2124		
黑帝庙东	T_2					断鼻		3.2	30			
黑帝庙西	T_2							8.8	S90 N30			
佟岭窝堡	T_2					穹隆		3.4	20	−2240		

①表中数字为地震测线号。

倾尖灭。

（二）扶余—华字井阶地

在较早的文献中，阶地曾冠以"东南隆起带"、"华字井挠褶带"等名称。前者将阶地划为东南隆起区的一部分，后者则仅指阶地的南段——华字井阶地。1961 年 5 月，"松辽盆地区域地质报告"首次将阶地划为一个统一的二级单元，并命名为"扶余—华字井构造带"。所指范围与现今同。1975 年"松辽盆地勘探图集"将阶地分别命名为"双坨子阶地"和"扶余隆起

带”。1980 年，吉林油田编辑的“松辽盆地南部石油地质勘探研究成果图集”又将南北合二而一，并取现名。最近由于考虑到阶地基底及发育过程等差异，又拟分别命名，其北段为“扶余—新立凸起”，南段为“华字井阶地”，此意尚在研究之中。

扶余—华字井阶地位于长岭凹陷东侧，东临东南隆起区，呈长条状向北东延伸。但其北段，扶余—新立地区因受东西向古隆起的影响，向西突出。阶地总面积 5300 平方公里（图 2-5-17）。基底埋深 1500～5000 米。整体呈阶状西倾。大部地区缺失登娄库组至泉一、二段地层。其余地层，青山口组与嫩江组之间为假整合接触，嫩江组顶部及个别地区的泉四段遭受剥蚀，全区绝大部分缺失上白垩统及第三系。

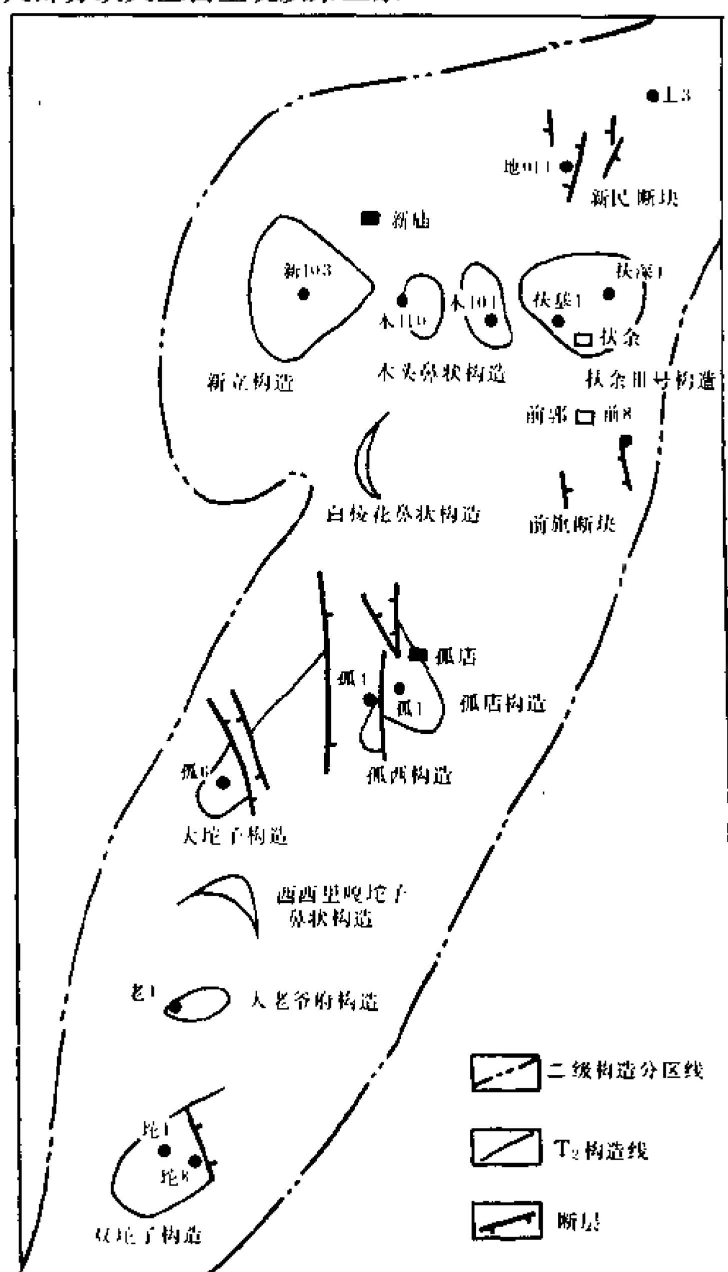


图 2-5-17　扶余—华字井阶地三级构造区划图

该区在较长的时间内处于河湖过渡地区，保康沉积体系和怀德沉积体系的叠加，形成大量砂体，为长岭凹陷生成的油气提供良好的储集场所。该区含两个油气聚集带，石油聚集总量近 3 亿吨，全部为下部组合。本志分南、北两段予以介绍。

1.扶余—华字井阶地北段

扶余—华字井阶地北段，俗称扶—新地区，位于走向近东西的安广—青山口古隆起与中央古隆起的叠合部位，盖层构造受其影响较深。区内共发现扶余Ⅲ号构造（旧称雅达红）、新立构造（曾名为四克吉、波拉台、查干诺尔，前者见于石油部系统文献之中，后两者均为地质部系统命名，所指范围与今略异）、前旗构造等15个局部构造，主要显示于T_2反射层中。构造形态以穹隆为主，因受后期断层影响，偶呈断块或断鼻状，构造主体——新立—扶余构造作东西向展布，整体呈鼻状隆起倾向长岭凹陷，西部倾没端埋深1300～1700米。局部构造产状见表2-5-10。

1981年，在“扶余—新立油气聚集带石油地质特征”一文中，统计该区已查明断层204条，其中绝大部分为同生断层，晚期构造断层很少，断层走向多为北东，断层性质全为正断层或反向正断层，断裂强度（断层密度、断距）由东向西减弱。

同生断层以及部分构造的形成与沉积层的重力下滑及盖层的差异压实作用有关。西部倾没端埋深-1300～-1700米。

扶余—华字井北段的构造发育特点：①构造的形成受基岩古隆起的控制，盖层厚度特征为翼部厚、顶部薄，局部构造的总体展布方向近东西；②局部构造形态以穹隆为主，部分因断层切割呈断鼻或断阶状；③构造发育时间长，定型时间晚，一般在嫩江组沉积末期；④构造发育具间歇性（图2-5-18）。

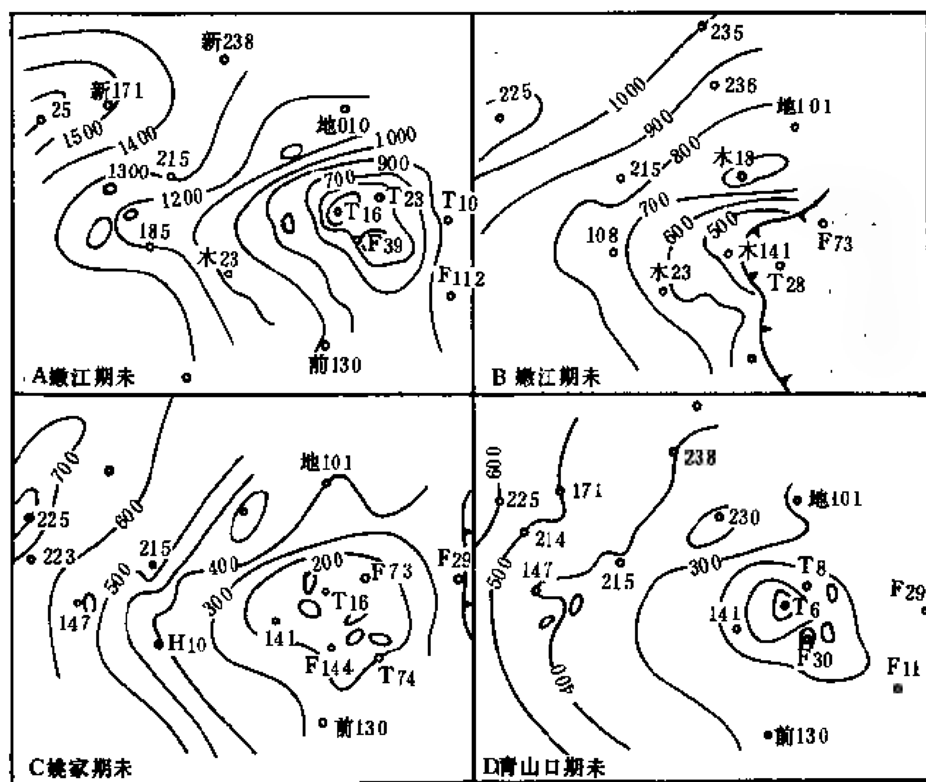


图2-5-18 新立—扶余地区泉头组顶面构造发育史图

A—嫩江组沉积期末;B—嫩三段沉积期末;C—姚家组沉积期末;D—青山口组沉积期末

表 2-5-10 扶余—华字井阶地构造要素表

位置	名称	标准层	轴向	长轴(km)	短轴(km)	长短轴比	构造形态	高点位置	闭合面积(km^2)	闭合高度(m)	高点海拔(m)	两翼倾角	落实程度
北段	前旗	T_2					断鼻		3.3	25	−350		不落实
		T_5	NW358°	9	6.5	1.5:1	穹隆	59.0/7.5	50	160		2°15′左右	落实
	秋字井西	T_2					鼻状			10	−1280		不落实
	秋字井北	T_2					鼻状	141.2/280	4.5	8.4	−1016		较可靠
	大榆树北	T_2					鼻状	164/302.1	1	20	−1080		较可靠
	大榆树南	T_2					鼻状	162/301.1	1	20	−1130		较可靠
	八朗南	T_1					鼻状	294/162.0	1	60	−640		较可靠
		T_2					鼻状	282.8/164.5	1	50	−1350		较可靠
	八朗北	T_1					鼻状	166/283	1.5	60	−640		较可靠
	新立	T_1	NE36°	19.5	12		背斜	147.2/286.7	139	260	−340		可靠
		T_2	NE34°	9	6			147.2/287.1	44.5	147	−853	E4°24′ W3°25′	可靠
		T_3	NE34°	12.7	5.5			147.2/287.1	60	187	−1800	3°35′ 4°30′	可靠
		T_4	近 E-W	2.4 9.3	2.0 2.4		断鼻	152.2/290 144.2/280.2	4.12	160 380	−4040 −4520	9°61′ 8°22′	不落实
		T_5	近 E-W	13	5.5				42	910	−5090		不落实
	长山屯	T_2					断块		1	28	−1222		
	新庙	T_2					断块		1.0	85	−1197		
	扶Ⅲ号	T_2					穹隆		120	160	−140		
	新民	T_2					断块		100				
	前布力台	T_3					鼻状	138.0/286	1.2	57	−2143		较可靠
	新庙南	T_3						153.4/292.2	4.5	60	−2040		较可靠
	白榛花	T_2									−900		
南段	孤店	T_1	NW334°	14.6	4	3.5:1	短背	2.9/520	67	120	−280	西14°东1°30′	落实
		T_2	NW330°30′	18	3.5	5:1	长背	309.2/63	70	102	−950	W12°E2°	落实
		T_3					断鼻	303/119.4 304.8/103.4	38 4	90 40	−1910 −1660		较落实 不落实
		T_5					断鼻	106/309	122	390	−2210		较落实
	大坨子	T_1	NE48°	18.8	9.4	2:1	穹隆	106.8/300	115	70	−736		落实
		T_2	NE42°				断鼻 穹隆	103.8/296.1 296.3/103.2	50 15	90 100	−1360 −2200		落实 较落实
		T_3		5	3		断块	300/104.4	12	60	−2240		较落实
	双坨子	T_1	NE51°	9.7	1.7	5.7:1	长背	300/60	15.4	5	−385		落实
		T_2	NE70°	5.5	3	1.8:1	穹隆	300.7/61.2	13.5	15	−845		落实
		T_3	NW285°	5	3.2	1.6:1		402.8/60	11	35	−1850		不落实
		T_5	NE	>15	>5					>300	−2460		不落实
	大老爷府	T_1	NW325°				断鼻	13.0/斜1线	80	78	−572		不落实
		T_2	NW330°				断鼻	13.5/斜1线	44	50	−1000		不落实
		T_3	NE45°				断鼻	10.2/斜2线	34	135	−1865		落实
	孤西	T_2					短背		7.0	<50	−250		
	西西里嘎坨子	T_2					鼻状				−1300		

综上所述，扶余—华字井北段诸构造有统一的展布方向，有同一控制因素和定型期。所以划为一个二级构造带乃至一个二级构造单元均无不可。构造带上已发现扶余、新立、木头，新北等4个油田。其油气藏类型为背斜油气藏、构造油气藏和断块油气藏，含油层位为下部组合。

2.扶余—华字井阶地南段

该段曾贯以孤—坨地区，华字井挠褶带、华字井阶地等名称，为一长76公里、宽35公里走向北东的狭长地带，面积为2600平方公里，该段基底为中央古隆起的西坡，整体呈西倾的阶梯状。

该段仅下白垩统发育，但登娄库组及泉头组一、二段乃以超覆带形式分布在阶地的西侧。区内个别隐伏断陷中可能存在侏罗系，缺失上白垩统和第三系。沉积相主要为保康沉积体系的河湖过渡相及泛滥平原相，并与青山口组和嫩江组的泥岩，形成完整的含油组合。

扶余—华字井阶地南段共发现6个局部构造，主要显示于泉头组顶面（T_2），其次为T_3或T_1、T_5。局部构造由南向北为：孤店子长轴背斜、孤西鼻状构造、大坨子鼻状构造、大老爷府鼻状构造、双坨子穹隆构造（参见表2-5-10）。上述构造走向北北东，形态以断鼻为主，构造的形成与断裂的长期活动有关，仅个别构造层（T_5）受基岩古隆起的控制。其总的发育特征是南部构造形成时间较早，发育时间较长，北部则相反（表2-5-11），但均为嫩江组沉积末期一次定型。该段自成一个二级单元，即孤店—双坨子鼻状构造带。

表2-5-11　扶余—华字井阶地南段局部构造评价对照表(T_2反射层)

项目 名称	构造形态	断裂破坏程度	局布构造形成期		评价
			雏型期	定型期	
双坨子	穹隆(完好)	轻微	泉头组之前	嫩江组末期	好
大老爷府	鼻状(完好)	轻微	泉头组末期	姚家组末期	好
大坨子	鼻状(较完好)	轻微	嫩江组末期	嫩江组末期	较好
孤店	长轴背斜(较好)	严重	嫩江组末期	嫩江组末期	较好
孤西	鼻状(较好)	轻微	没有古构造显示	—	较差
西西里嘎坨子	鼻状	轻微	—	—	较差

扶余—华字井阶地南段的断裂共15条，基底断裂13条。其基本特点如下：①定向性强，但因时代而异，深层（侏罗系?）走向一般为北东和北北东向，浅层（下白垩统）断裂一般为北西向和北北西向；②深层断裂延伸长，浅层短。孤店断裂切穿基底，长达25公里，而晚期大坨子断层仅13.5公里；③深层断裂活动时间长：孤店断裂从燕山Ⅱ幕开始活动，燕山Ⅳ幕停止，断层性质上逆下正；浅层断层仅活动于青山口期和嫩江期。而且均具同生特点；④深层断裂断距大，孤店断裂断距2270米（T_5），大老爷府断裂断距1580米（T_5），而

浅层断距一般仅30～50米；⑤深层断裂控制上侏罗统的分布，浅层断层多使局部构造复杂化。

综上所述，扶余—华字井阶地南段构造特征：①构造的形成与断裂密切相关；②构造运动的应力场由燕山运动第Ⅳ幕以前的拉张变为其后的挤压，断层性质相应地由正转逆；③局部构造定型时间均在嫩江末期。但南部构造具有同生特点，有利聚油，是高台子、扶余油层聚集地区。故称之为"华字井下部组合含油气聚集带"，其聚集油量可达3580万吨（1984），其中双坨子构造已获工业油流（详见本篇第十一章）。预测其圈闭条件有：背斜圈闭、岩性圈闭、断层圈闭和地层圈闭多种。

（三）红岗阶地

早在1961年，"松辽盆地构造划分说明书"中曾命名该区为大赉背斜带。所指范围仅限大赉、太平山两个局部构造。同年，地质部第二石油普查大队一区队，将该区划为西部斜坡区的一部分。1975年，"松辽盆地石油勘探图集"中命名该区为龙虎泡—大安阶地，意为基底呈断阶状。所指范围与现今同。现名红岗阶地一词始见于"松辽盆地南部石油地质勘探研究成果图集"，狭指龙虎泡—大安阶地的吉林省部分。

红岗阶地与扶余—华字井阶地遥相对应。该区东临长岭、古龙凹陷；西连西部斜坡区；为一北东向延伸的狭长地带，面积2800平方公里。它以基底作断阶状东倾、盖层登娄库组向西超覆、青山口组缺失顶部化石组合带为特征，区别于长岭凹陷。红岗阶地东临长岭凹陷，又居英台体系的河湖过渡带前缘，生油层和储油层犬牙交错，是松辽盆地南部重要油气聚集带之一。

1.盖层构造特征

红岗阶地盖层中有7个局部构造（表2-5-12），可分为东、西两个构造群。东部构造群包括红岗、大安及其南延部分海坨子、暑字井等局部构造。红岗、大安等构造形态简单、均为长轴背斜。该群构造大体分东西两列，作北东向展布，西列位于红岗断裂东侧，东列位于大安断裂以西，整个构造群夹峙于两个深断裂之间，构造的翼部倾角在靠近断裂一侧变陡（图2-5-19），故有断裂派生构造之说。大安构造的南延部分海坨等构造，因受断层切割多呈断鼻状，但总体排列仍呈北东向，故60年代初石油部曾命名为大安长垣。西部构造群以英台构造为主，包括二龙索口等低幅度背斜，主要为穹隆状。其个体分布规律性不强。

区内断裂分为基底断裂和盖层断裂两类，基底断裂主要有红岗、大安两条，它们走向北东，相对倾斜，并具下正上逆的构造特点。大安断裂长13.8公里，红岗断裂长50公里。红岗断裂下部正断距2400米，上部逆断距120米，大安断裂此项数据分别为1380米和340米。上述断裂性质转换的时间发生于青山口末期。这是两条长期发育的基底断裂，它们对阶地的沉积特征、盖层构造乃至油气聚集无不产生深远的影响。阶地的盖层断层共48条，多为基底断裂所派生。其延伸方向以北西为主，兼有北东、北北西向。断裂发育的特点是多与构造同生，断裂延伸规模较小，对局部构造多起肢解作用。

2.构造发育特点

红岗构造的泉头组在青山口末期被断开并开始逆冲，先后形成南北两个高点，随逆冲作用的加剧，又使构造面破坏，在断层东盘形成断鼻。明水末期由于断层的牵引，断鼻再度发育成长轴背斜。大安期前，红岗断层上盘的继续上升，构造幅度得以加大（图2-5-20）。该构造的姚家组顶面则在红岗断裂活动的控制下，以及河口沙坝砂的差异压实作用，形成了断鼻至背斜圈闭的发育过程（图2-5-21）。大安构造形成于明水组末期，嫩江期末以前始

终表现为东倾鼻状构造。构造的形成与大安断裂的逆冲直接相关，是一个逆牵引构造。它在平面上与断层紧密相依，在剖面上背斜位于逆断层的上冲盘，构造形态东陡西缓，逆冲的时间与构造形成时间一致。

表 2-5-12　红岗阶地局部构造要素表

一级构造	二级构造	三级构造	标准层	轴向	长轴 (km)	短轴 (km)	长短轴比	构造形态	高点位置	闭合面积 (km^2)	闭合高度 (m)	高点海拔 (m)	两翼倾角	落实程度
中央坳陷区	红岗阶地	大安	T_1	NNE	7.0	3.5	4.9	长背	255.725／158	64	85	−965		落实
			T_2					穹隆	255.300／153	33	104	−1646		落实
		红岗	T_1	NE	18.0	1.7	15.6	长背	239.5／172 240.8／158	35.5	38 78	−1012 −972		落实
			T_2		14.5	2.5	5.8	长背 穹隆	167.1／240 244.5／156	38.5 5.0	109 61	−1391 −1439		落实
			T_3		9.3	2.5		断鼻	166.750／240 246／190	18 8	102 62	−2198 −2238		落实
		英台	T_1		7.8	3.9		穹隆	230.4／408.8	25	36	−1229		
			T_2		5.5	4.0		穹隆	226／408.8	20.5	57	−1643		可靠
		海坨	T_1					穹隆	253.22／147	16	102	−998		
			T_2					穹隆	251.2／146	12.3	103	−1647		
		海坨南	T_2						249.200／141	3.7	59	−1601		
									141.75／251.5	0.8	26	−1799		
		海坨东	T_1					断鼻	255.3／144.2	6.5				
			T_2						255.4／143	5				
			T_3						256.4／153	7				
		署字井	T_1					断鼻 穹隆	252.150／130	0.9 2.4	10 30	−1190 −1220		
			T_2					断块 断鼻	250／135	12.6 4.6	110 95	−1890 −1905		

据研究，大安以南的海坨子、署字井等局部构造的形成机制与大安构造相同。

英台构造的发育受基底断裂的控制，特别是西侧基底断裂的活动，使基底西倾。致使泉四段，青山口—姚家和嫩江组沉积的三个时期，砂体依次向东迁移。构造的形成与其后的砂泥岩差异压实作用也有直接关系。

综上所述，红岗阶地构造发育特点如下：①构造发育受基底起伏的控制，即盖层构造具

有不同程度的继承性；②西部构造发育的初期，砂泥岩差异压实作用，使构造奠定雏型；③东部断裂逆冲活动是红岗—大安地区的构造形成的主导因素；④构造与断裂以发育时间长、定型较晚为特征，构造雏型一般在青山口时期，而定型期则在明水期末—泰康期。

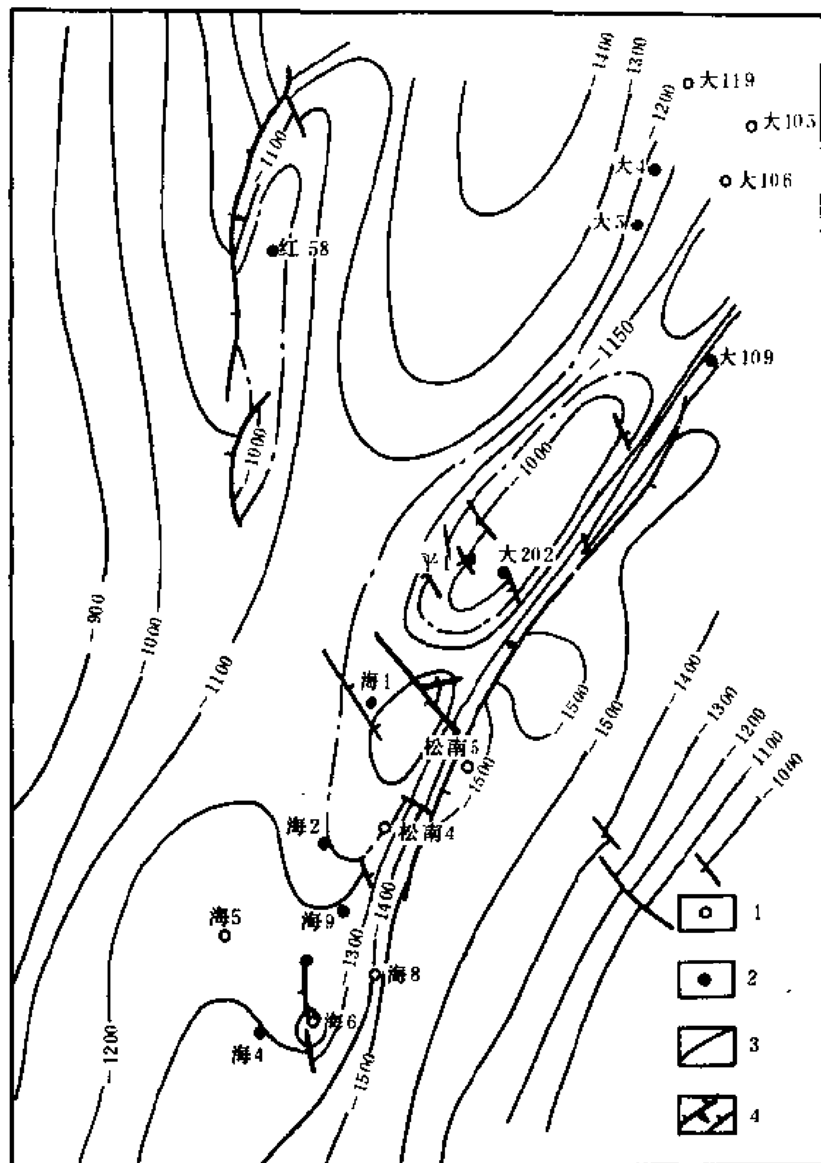


图 2-5-19　大安—海坨子地区 T_1 构造图

1—完钻探井；2—获工业油流或少量油流井；3—T_1 构造等高线(米)；4—逆断层和正断层

鉴于东西两个构造群落的形态、分布、形成机制及定型时间的差异，可以将它们划分为两个不同的二级构造带，即东部的红岗—大安逆牵引背斜带：该带明水末期定型，是上部组合的油气聚集带；西部的龙虎泡—英台背斜构造带：靠近西部斜坡区，基底活动较弱，其构造成因多属砂泥岩差异压实作用，所以该构造应划为另一个二级构造带（吉林省境内仅有英台段）。

该区先后在明水气层、黑帝庙油层、萨尔图油层、葡萄花油层、高台子油层、扶余油层和杨大城子油层获工业油气流。其中英 102 井于高台子油层（1630～1626.4 米）试油结果获 28.08 米^3／日的工业油流和 1.5 万米^3／日的工业气流。红岗阶地的红岗、英台构造已建成油田，海坨子探区正在准备投产。前人认为红岗地区的主要圈闭类型有：明一段气层构造圈闭，黑帝庙油层岩性圈闭和萨尔图、葡萄花、高台子、扶余油层的混合圈闭；西部英台地区则以构造及混合圈闭为主。此外，有可能存在地层圈闭。

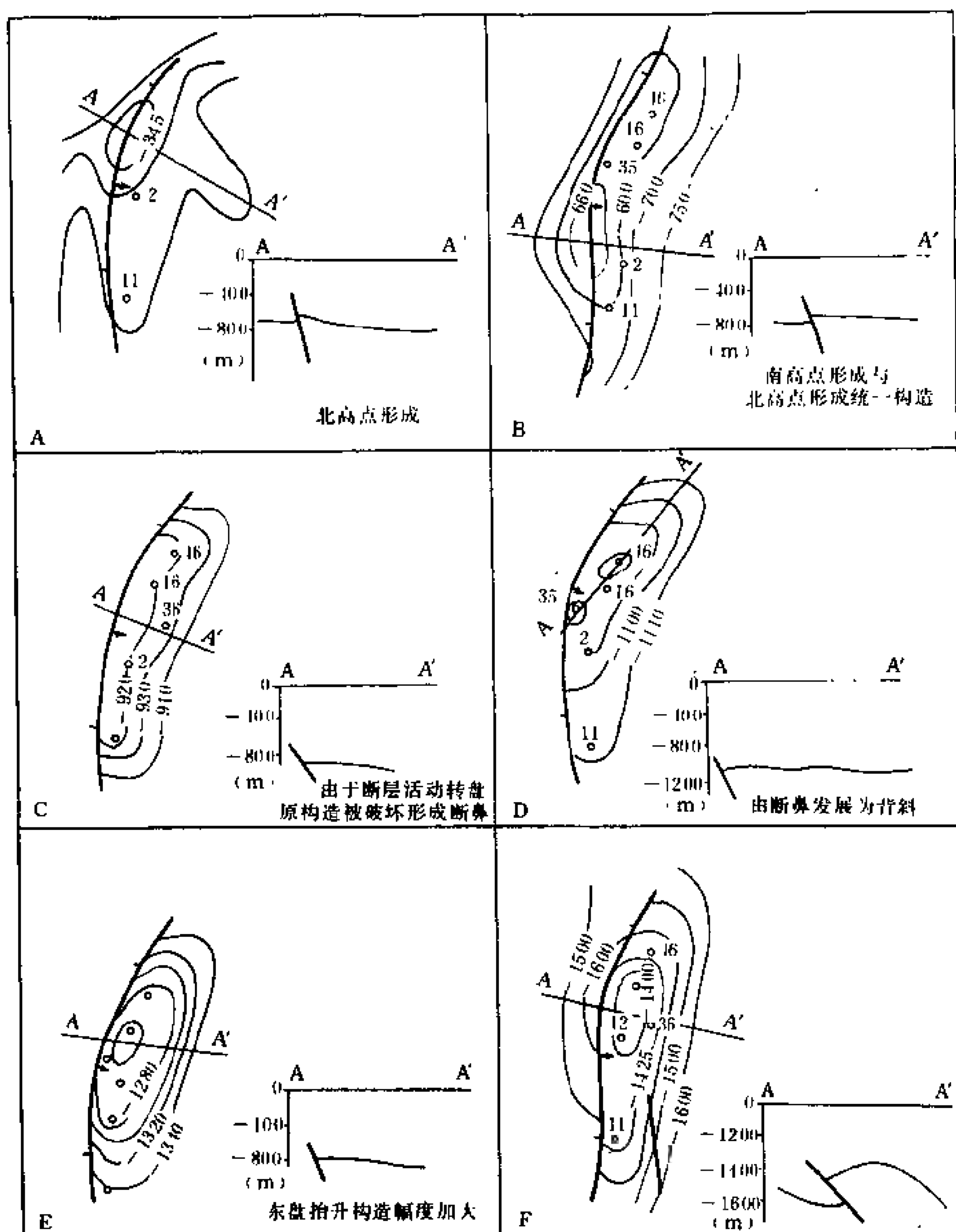


图 2-5-20　红岗构造泉头组顶面构造发育史图

A—嫩江组沉积前；B—嫩四段沉积前；C—四方台组沉积前；

D—明水组沉积前；E—大安组沉积前；F—现今构造

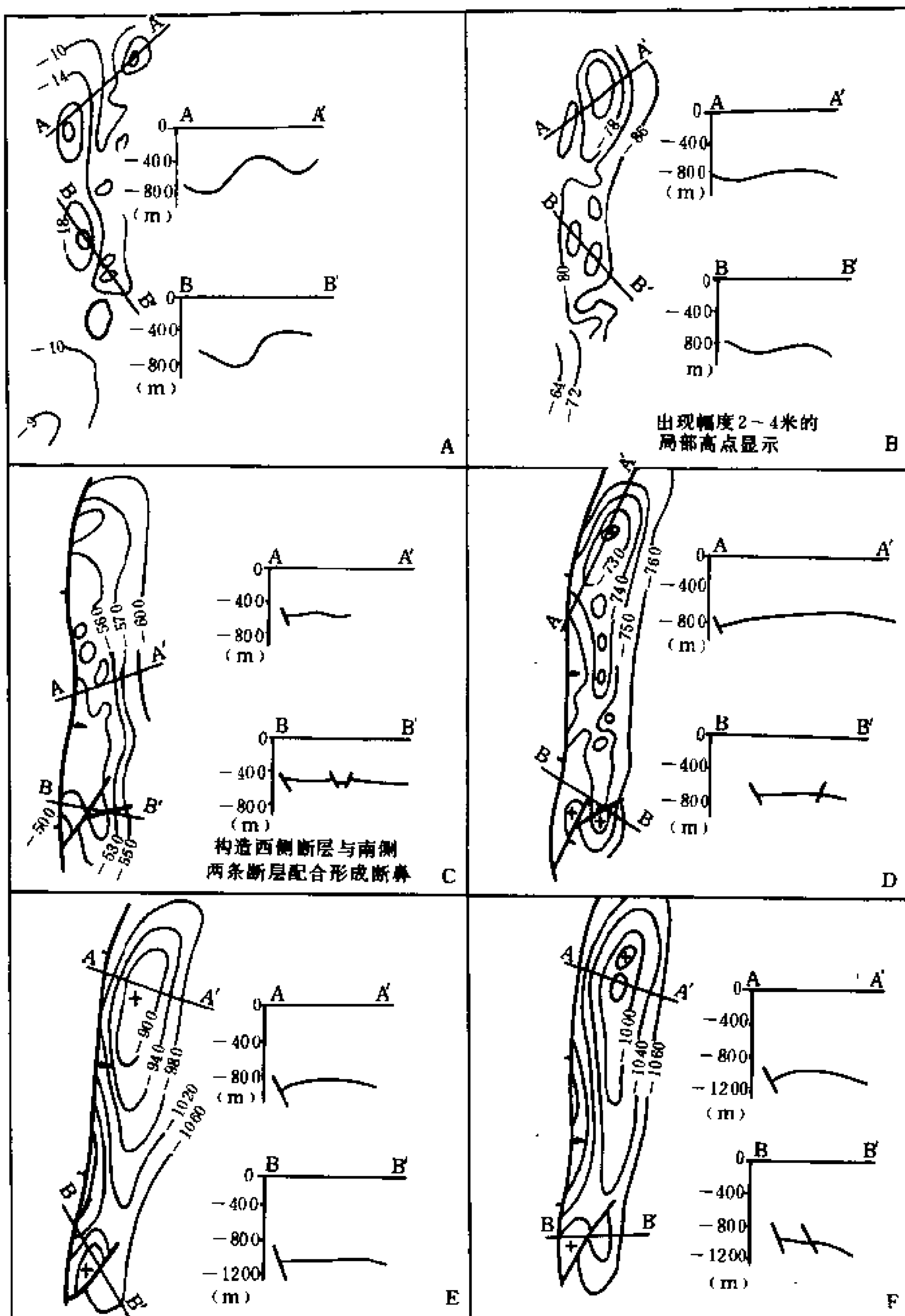


图 2-5-21　红岗构造姚家组顶面构造发育史图

A—萨零组沉积前；B—嫩二段沉积前；C—四方台组沉积前；

D—明水组沉积前；E—大安组沉积前；F—泰康组沉积前

二、西部斜坡区

西部斜坡区是松辽盆地最西部的一级构造单元，它东临中央坳陷，西与西部山区相接，向南与西南隆起区呈过渡关系。相当于地层区划的白城小区。地理位置为东经 124°～124°40′；北纬 44°30′～46°15′，面积约 2.84 万平方公里。

西部斜坡区以基底埋深浅，顶面呈平坦的斜坡；地层以缺失登娄库组—泉头组二段，下白垩统中、上部地层逐层向西超覆及存在层间剥蚀为特征。

西部斜坡区自1956年以来，已完成了重力普查，重、磁详查，航空磁测，电测深，电法大剖面及1∶20万地震详查。共钻探井66口，其中43口见稠油显示，但均未获工业油流。

1961年，地质部第二石油普查大队提交"松辽平原西部大安—白城地区地质报告"和"松辽盆地西部斜坡区地质基本特征及油气分布规律"等两篇报告，为该区基本石油地质条件的研究提供了基础资料。近年来，关于沉积环境的研究亦有突破。

吉林油田研究院1985年提交的"松辽盆地南部西部斜坡区石油地质条件分析"中提出该区具有东西分带、南北分区的构造格局。并将西部斜坡区自东而西依次划分为陡坡带、斜坡带和缓坡带等三个二级单元。这种以形态代替构造本质的划分是值得商榷的，但它却为我们提供了描述上的方便（图2-5-22）。

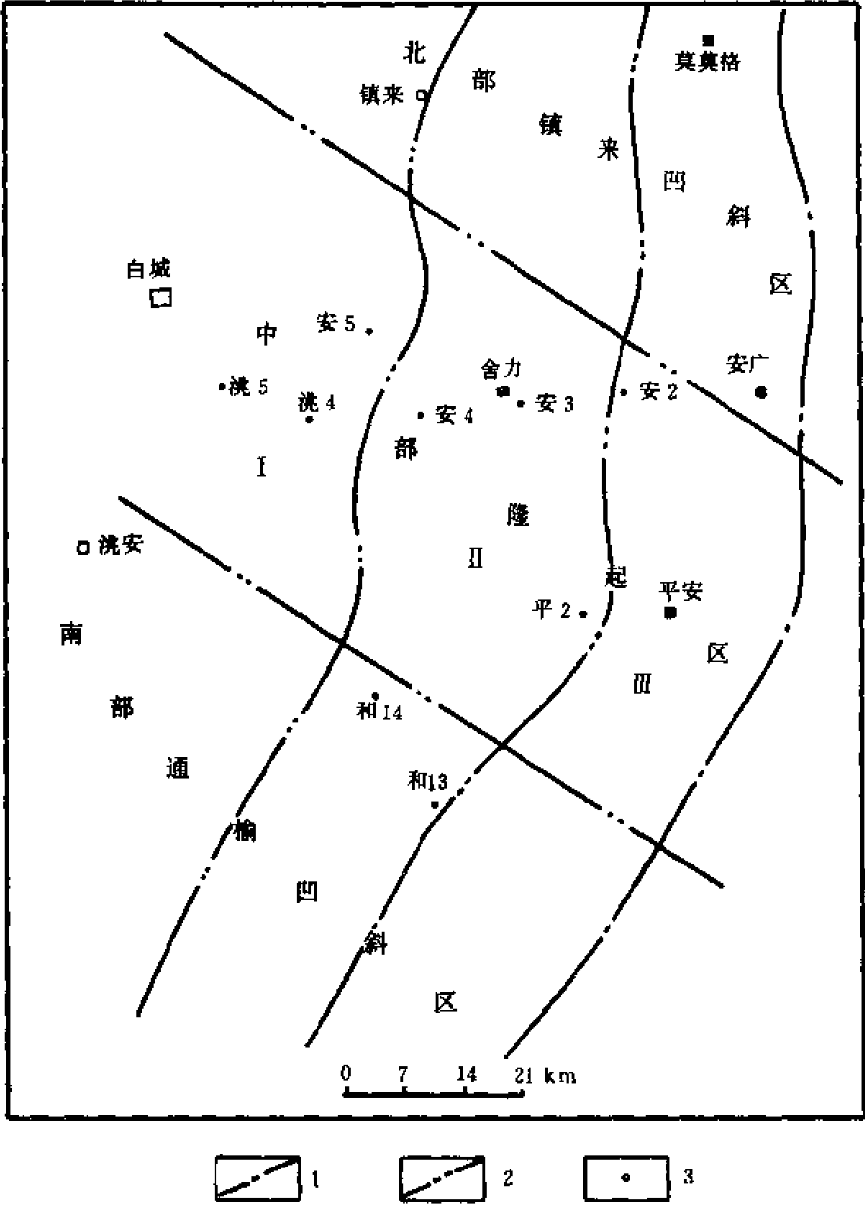


图2-5-22　西部斜坡区构造分区图

1——级构造界线；2—二级构造界线；3—完钻探井；I—缓坡带；II—斜坡带；III—陡坡带

（一）西部斜坡区构造特征

通过对地球物理及钻井资料的分析，西部斜坡区的基岩顶面基本上为一向东倾斜的单斜构造。在此背景上，白城—平安镇之间为一南东走向的鼻状隆起。隆起的南北两侧相对低凹，这样就形成了从南到北分为三区的特点。报告认为，在平缓东倾的基础上，平安镇—洮安之间，有可能存在侏罗系隐伏断陷。在整个斜坡上，仅发现安广等三个局部基岩凸起。

全区共发现 9 个局部构造，主要构造层为 T_1。但落实的仅套堡和平安镇两个构造，其余构造落实程度差，故谓之构造显示。构造形态以短轴背斜为主。上述构造有 7 个集中在东部陡坡带，即安广—平安镇以东地区。该区基底坡角大于 5°，基底断裂发育，可能是构造形成的主要因素（表 2-5-13）。

表 2-5-13　西部斜坡区 T_1 构造要素表

构造名称	面积 (km²)	幅度 (m)	长轴 (km)	短轴 (km)	高点海拔 (m)	高点位置	落实程度
平安镇	9.6	15	7.2	1.7	−495	217.4／140	落实
巴喜窝堡	1.2	19	2.4	0.9	−621	210.8／160	差
欢民东	1.7	7	2.5	1.1	−698	224／156	差
刘家围子北	2.5	4	3.0	0.9	−1036	240.5／148.5	较可靠
刘家围子南	2.7	12	3.1	1.2	−1083	240.250／143	差
长发村	2.2	9	2.7	1.2	−551	219.8／146	
长发村构造显示	1.0	20	2.0	0.6	−600	224.5／146	差
安广	5.4	180	12.0	53.0		224.5／171	

（二）西部斜坡区构造发育特点

松辽盆地所经历的隆起、断陷、坳陷、褶皱 4 个演化阶段，以及坳陷期开始的沉降中心向西偏移过程，在西部斜坡区均有反映。

经过长期的隆起剥蚀和局部地区短暂的侏罗纪断陷，及至登娄库期，基底开始东倾，可能在安广以东地区接受沉积。并在泉头组沉积前南东方向的鼻状隆起——安广凸起已具雏型。

从泉三段沉积时期开始的盆地坳陷期，西坡基底显著东倾，并接受由东向西的湖侵，形成泉三段的西超现象。至泉头期末，安广凸起规模最大，面积可达 120 平方公里，幅度 220 米。姚家期凸起开始缩小，与现今形态相似，后期运动对它的影响甚小，基本上没有发生大的变化。

由此可见，西部斜坡区基底活动的基本特点是：活动不剧烈，而且保持整体的倾斜、抬升或沉降，局部块起块落不明显，因而与东南隆起区形成明显对照。

研究西部斜坡区的局部构造的发育特征，可以得出以下结论，即：基底隆起和断裂活动对构造发育有明显的控制作用；构造的主要定型期为嫩江期末或明水期末；受后期运动影响小，构造定型后，基本上再无明显变化（图 2-5-23、2-5-24）。

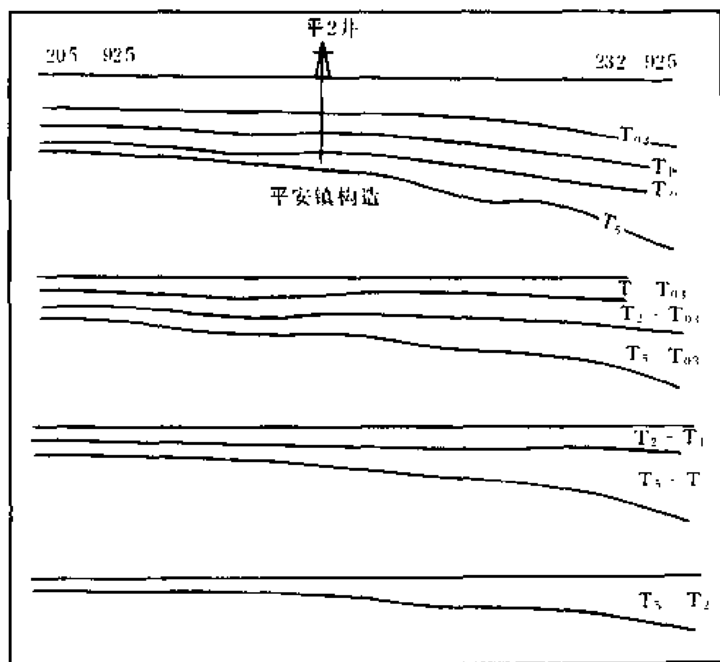


图 2-5-23 地震 140 测线(过平安镇构造)古构造发育史图

西部斜坡区的油气显示层位是萨尔图油层上部、显示井数占钻井总数比例之高，堪为松辽之首，但均未获工业油流。这可能与该区构造圈闭条件差，以及对其它圈闭类型的研究少有关。据现有资料分析，该区具备多种类型的圈闭条件，有例可循可以预测的圈闭类型有：构造圈闭、构造—岩性圈闭、岩性圈闭、流体圈闭及地层超覆圈闭 5 种类型。构造圈闭及岩性圈闭主要集中在东部陡坡带的西缘。该区构造发育，又近湖区，有较多的砂岩透镜体，容易形成圈闭。安 103 井电测解释的三个含气层可能属于此类。构造—岩性圈闭的典型实例是套堡稠油区，构造东部为典型的下倾鼻状构造，在西部砂岩向白 84 井方向尖灭形成岩性封堵。地层超覆圈闭主要出现在西部地区，白垩系各组间逐层超覆，形成宽 10～15 公里，长 200 公里的超覆带（图 2-5-25），为形成地层圈闭提供良好条件。

三、东南隆起区

东南隆起区是松辽盆地最东部的一级构造单元。它西邻中央坳陷区的扶余—华字井阶地，东至盆地边缘，与张广才岭毗连，南接西南隆起区，北逾松花江，伸入盆地北部。江南部分面积为 3.54 万平方公里。该范围大体与地层分区的“农安小区”相当。以缺失上白垩统和第三系为特征。

东南隆起区的基底由吉林加里东褶皱系和吉林华力西褶皱系拼接而成。基底西抵中央古隆起，北部为近东西向的安广—青山口古隆起，南部为北东向的小合隆古隆起，三者构成基底的基本格架，配合众多的基底断裂，形成北东向的构造景观。基底构造的主要特征是：埋藏浅（一般 1～3 公里），整体抬升早（早白垩世末开始抬升），断裂多，断块落差大（梨树断陷深达万余米，相邻的杨大城子背斜带南 14 井 98.5 米即钻达基岩）。长期发育的基底断裂及古隆起对盖层沉积及构造特征均有明显的控制作用。这些地质特征的地球物理表现，在 1959 年石油部物探局编写的“重力、磁力详查总结报告”中有较为详细的记载。报告指出，该区为重、磁高值区，其重力最大值为+16 毫伽，最小值为−26 毫伽，全区有 40 个正异常和 46 个负异常。

东南隆起区的沉积特点是侏罗系断陷分布广，除河流相和沼泽相外，有一定的湖相、深湖相沉积，可以生油。此外，其丰富的植物炭屑和煤，可以为煤成气的生成提供物质基础。白垩系下统发育较全，但缺失上统。下统的岩性以棕红色砂泥岩为主，多属河流相或山前平原淤积相。下统的青山口组及嫩江组虽覆盖全区，但有利的生油岩仅保存在个别凹陷中。相

对而言，该区白垩系生油能力逊于中央坳陷区。

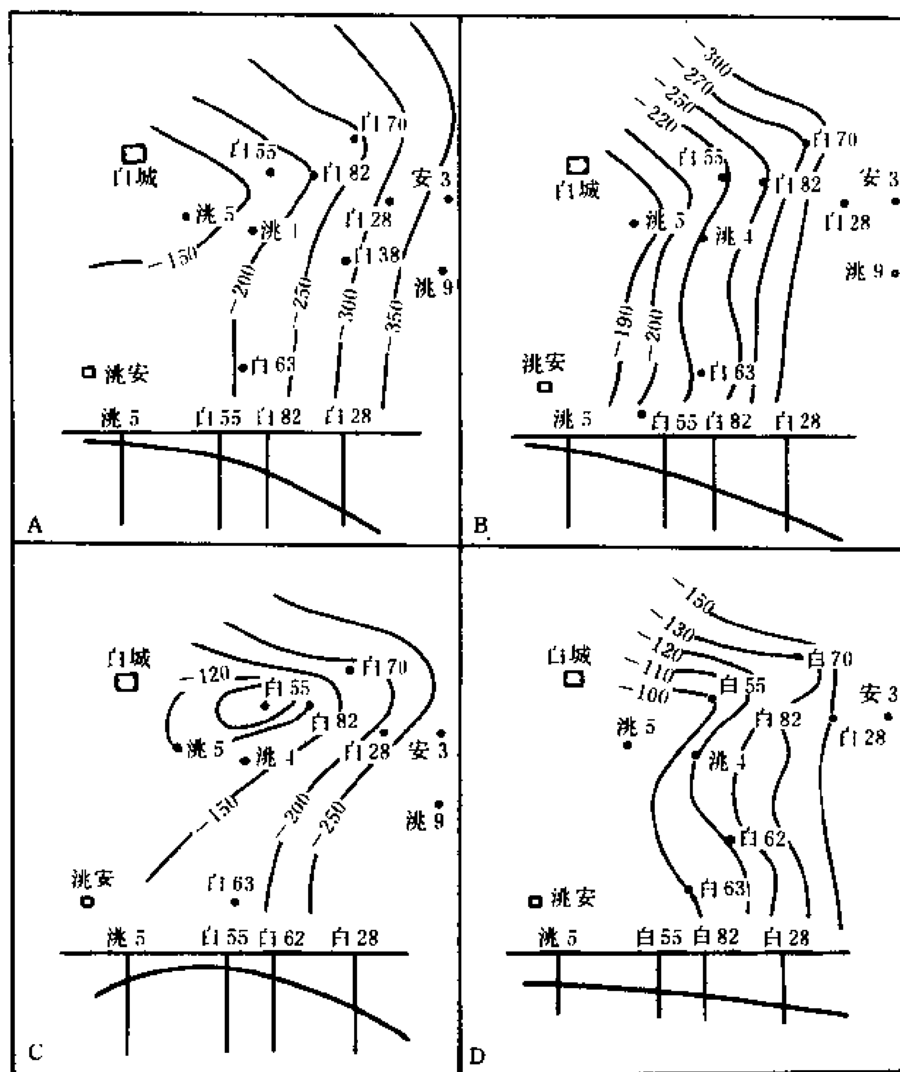


图 2-5-24　套堡树油区萨尔图油层顶面构造发育史图

A—今构造;B—第四系沉积前;C—第三系沉积前;D—四方台组沉积前

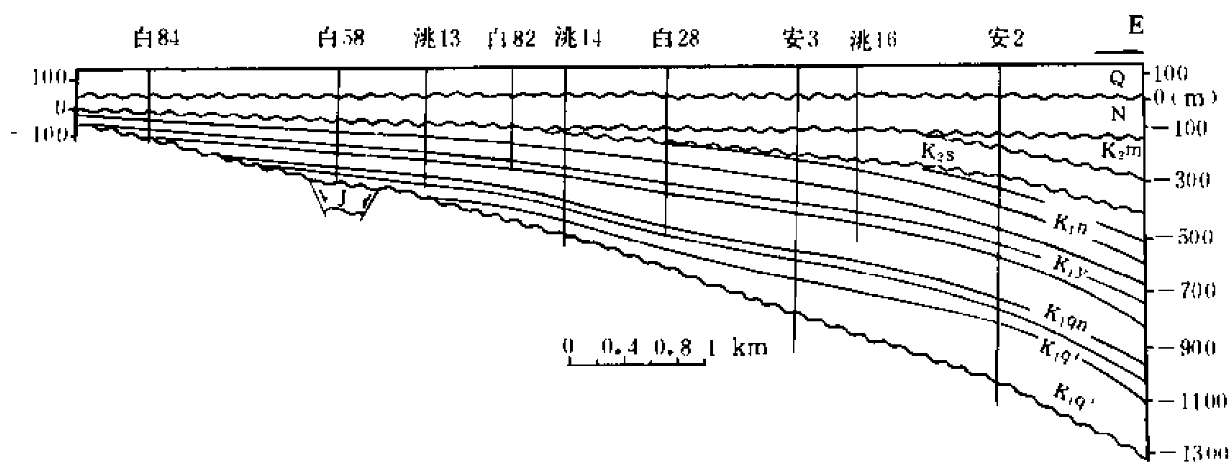


图 2-5-25　西部斜坡区白 84—安 2 井地质构造横剖面图

长期以来，东南隆起区，以其广袤的勘探面积和众多的油气显示引起石油地质工作者的关注。自1975年农安背斜带首获工业油流以来，吉林油田做了大量的工作，并取得一定成果。但真正的勘探突破始于1979年以后，于1980、1981年相继发现了德惠、梨树的侏罗纪断陷，人们针对这些新型的盆地展开深入的勘探和研究，使该区面貌焕然一新，目前东南隆起区已成为吉林油田深层勘探的主要地区，也成了研究松辽盆地深层石油地质特征的窗口。

东南隆起区的油气勘探历程可分两个阶段：

第一阶段（1955～1974年），可谓区域普查阶段。

1955年秋，地质部东北地质局在松辽盆地进行石油地质踏勘时，曾涉足本区。1956～1959年9月，地质部和石油部先后完成航磁、重力普查及局部地区的电法等物探工作。在地质普查中完成了大量的地质浅钻，发现长春岭、扶余Ⅱ号、扶余Ⅰ号、登娄库、朱尔山、青山口、伏龙泉、三盛玉、大房身、小合隆、钓鱼台、怀德、杨大城子等14个局部构造，并在松基2、登101（石油部）、南14（地质部）等探井中见到不同程度的油气显示。后来由于松基3井（1959年9月26日）和扶27井（1959年9月28日）几乎同时获工业油流，于是，勘探重点转向中央坳陷区，致使东南隆起区的工作处于停顿状态。

1962年，石油部松辽石油会战指挥部在松辽盆地进行地震连片测量，除进一步落实长春岭等14个构造外，新发现大三井子、小城子、农安西、万金塔、农安等局部构造。同时完成松基4、扶101、长4、长5、万1及岭1等井的探井工程，在不同井段见到油气显示。1973～1974年，吉林油田和大庆油田集中力量于两江地区❶，前者在扶余Ⅱ号构造（江南部分）的扶218井，后者在长春岭构造长3井发现工业油流，但因试油成果不佳而搁置。

该阶段主要勘探目的层为白垩系，主要成果除发现若干局部构造外，在局部地区见少量油气流。所得到的基本认识是：本区无油源、油气圈闭多被破坏，没有成油条件。

第二阶段（1975～1988年），大体相当预探阶段。

1975年，吉林省地质局系统在农安构造钻华1井时发现泉三段油气显示。同年，吉林油田在农安构造南高点钻农5井，于泉三段（杨大城子油层）获日产6立方米的工业油流，压裂后日产30立方米。1978年，吉林油田在农安构造北高点钻农10井，于泉三段获天然气日产11.6万立方米。另在农安构造带北端的万金塔构造的泉三段中获CO_2气，日产10万立方米。从而突破了东南隆起区深层出油关。但均未求得储量。

1979～1988年，吉林油田再次将东南隆起区列为重点探区。1980年，通过地震勘探发现德惠断陷及侏罗系内幕反射层和后岗子局部构造。1981年，相继发现梨树断陷及茅山、四家子深层局部构造，并在断陷内的农101井（1984）、梨参1井（1984）和四2井（1986）获工业油气流（表2–5–14），该断陷被吉林油田确定为重点探区。并在梨树的四家子构造获得储量。

1986年，国家地震局承包了东南隆起区的地震普查。地震测线穿越榆树断陷，地震工作首次覆盖全区。此次工作对东南隆起区已有构造作了全面校订，并有新的发现。他们将全区构造分为浅层、深层两部分，前者达25个，后者为22个。同时对全区，特别对梨树、德惠断陷和两江地区的石油地质特征提出诸多独到见解。这批资料正在研究整理中，有些构造特别是深层构造尚需落实。所以本志介绍局部构造时多以1984年的资料为准。

---

❶两江地区指第二松花江与松花江汇合的三角地区，构造上包括长春岭构造带和王府凹陷的大部。

表 2-5-14 东南隆起区获工业油气流探井试油数据表

二级构造	局部构造	井号	日期	层位	射孔井段		试油方式	日产量			备注
					井段(m)	厚度(m)/层数		油(m^3)	气($\times 10^3m^3$)	水(m^3)	
莺山凹陷	扶余Ⅱ号	扶218	1974 8.27~11.11	q^4	246.6~209.6	16.0/11	捞	0.247		0.050	压裂后日产油最高9t(1988)
	扶余Ⅰ号	扶113	1984 6.12~6.24	q^4	221.6~218.8	2.8/1	捞	油花	3.300		
		扶119	1984 8.8~8.21	q^4	182.8~190.8	6.0/2	捞	微		0.005	热采试油最高日产8.7t(1983)
德惠断陷	农安构造	农5井	1975 10.10~10.16	q^3	566.0~562.0	4.0/1	捞	6.000			压裂后日产油30t(1978)
		农10井	1976 5.15~6.8	q^3	868.0~841.6	18.6/3	自喷		108.967		
		农10井	1976 9.1~9.6	q^3	708.0~868.0	34.6/11	自喷		116.000		
		农16井	1976 8.14~9.28	q^3	452.4~451.6	0.8/1	自喷		9.947		
	万金塔	万2井	1980 4.23~5.24	q^3	863.4~838.8	22.6/4	自喷		131.257		CO_2气
	农安构造	农101井	1984 6.25~7.4	q'	1382.6~1376.2	2.2/2	自喷		7.670		套管测试
梨树断陷	茅山构造	梨参1井	1984 6.12~7.17	q^1	1473.4~1468.4	5.0/1	自喷	0.036	75.059		
	四家子构造	四2井	1986.12.27 ~1987.1.17	l^3	1253.8~1249.2	4.6/1	抽吸	1.063t			压后求产
		四2井	1986 9.22~10.1	l^2	1463.2~1450.6	13.2/1	自喷		25.694		
		四3井	1988 6.16~7.20	l^3	1909.2~1802.6	14.4/3	抽吸	0.864t			压后求产
		四3井	1988 5.17~6.10	l^3	1909.2~1850.0	10.2/2	抽吸	1.880t			射孔压裂
		四3井	1988 1.20~1.24	l^2	2612.0~1850.0	19.6/3	测试	1.566t	0.0871		
		四3井	1988 3.24~5.16	l^3	1985.0~850.0	10.0/2	抽吸	1.180			压后求产
		四7井	1987 6.30~7.29	l^3	1749.6~1744.4	5.2/1	捞	3.482t			
		四6井	1987 7.30~8.7	q^1	973.0~969.0	4.0/1	自喷	0.016t	106.357		

通过本阶段，特别是后期的工作，发现农101井基岩风化壳及侏罗系少量油气流。计算了四家子构造的石油及煤成气的控制储量和万金塔构造的CO_2气、农10井区的煤成气控制储量，从而使梨树、德惠两断陷建立油气田成为可能。更主要的成果是充分证实了东南隆起区内各侏罗纪断陷是松辽盆地南部的新型含油气区。

新含油层系（侏罗系）和新领域（煤成气）的发现，揭开了多年来为之努力的，在松辽

盆地下面再找大庆的序幕。目前，普遍认为侏罗系含Ⅲ型干酪根的暗色泥岩是该区的主要生油（气）岩。至此，长期以来困惑人们的东南隆起区的油（气）源问题，基本上得到解决。

截至 1988 年底为止，东南隆起区共完成地震测线 9643.67 公里，在梨树、德惠两区测线密度已达详查程度，其余地区基本达到普查或概查水平。全区完成探井 545 口，进尺 265580.12 米，平均每平方公里为 0.015 口，取芯井 78 口，进尺 6933.97 米，芯长 4534.97 米。试油井 80 口、51 层，在 7 个构造 5 个层段上获工业油气流。由此可见，该区工作量尚少，而且分布极不均衡，探区基本囿于长春岭背斜带、农安构造和梨树断陷之中。工作程度低，勘探效果大，应为本区勘探的重要特点。

1985 年以前发现了 22 个局部构造。各构造群的形态以长轴或短轴背斜为主，间有断鼻或穹隆。局部构造大体呈隆凹相间的 4 排，并有规律的作北东向展布。因此，可将本区的局部构造归纳为 8 个二级构造单元（带）（图 2-5-26、表 2-5-15）。

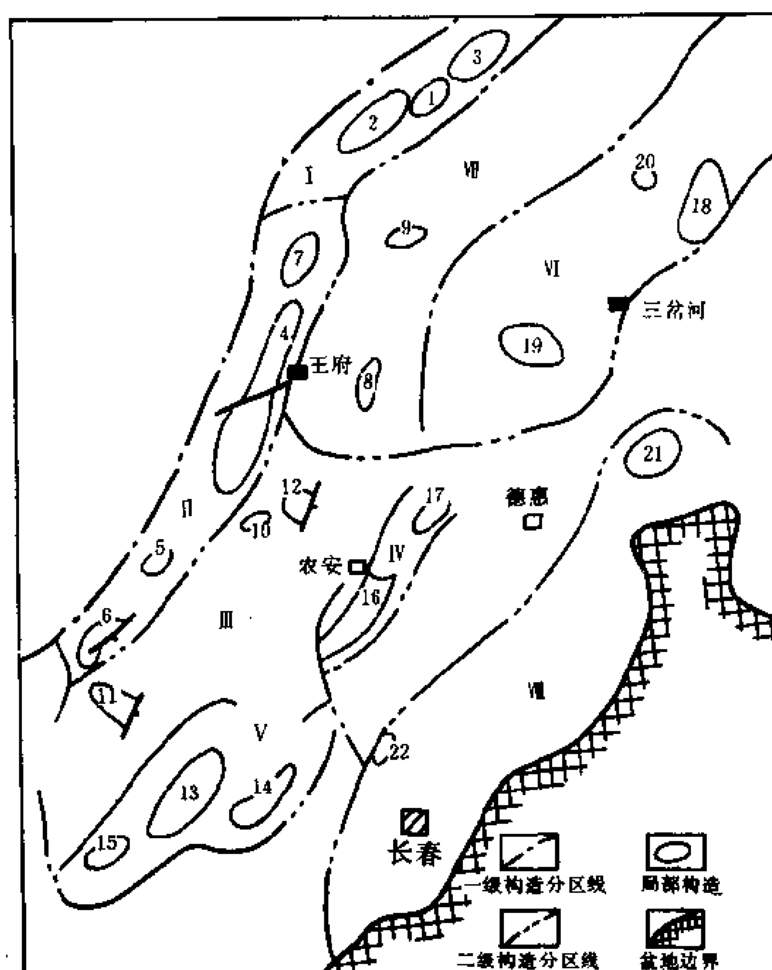


图 2-5-26 东南隆起区构造区划图

1—南岭构造；2—扶余Ⅲ号构造；3—长春岭构造；4—登娄库构造；5—伏龙泉构造；6—顾家店构造；7—扶余Ⅱ号构造；8—小城子构造；9—大三井子构造；10—三盛玉构造；11—钓鱼台构造；12—农安西构造；13—杨大城子构造；14—怀德构造；15—头道圈构造；16—农安构造；17—万金塔构造；18—兰棱构造；19—青山口构造；20—朱尔山构造；21—大房身构造；22—小合隆构造

表 2-5-15　东南隆起区局部构造要素表

二级构造	三级构造	标准层	轴向	长轴(km)	短轴(km)	长短轴比	构造形态	高点位置	闭合面积(km^2)	闭合高度(m)	高点海拔(m)	两翼倾角	落实程度
长春岭背斜带Ⅰ	岭南	T_2					短背		7	<50	-250		
	扶Ⅱ号	T_2西 东	NE47° NE60°	35	4	7:1	长背	82/9.5 80/19.1	53 100	140 120	-210 -130		落实 较落实
	长春岭	T_2	NE55°	17	5	3:1	短背		100	50	-225		落实
登娄库背斜带Ⅱ	伏龙泉	T_2	NE				断鼻	558/81线	70	230	-130		较落实
	登娄库	T_2 T_5	NE20° NE	46 28	7 12	6.5:1 3:1	长背 短背	登101井附近	256	>50 >900	剥蚀 -739	3°～5°	落实(电法资料)
	扶Ⅰ号	T_2	NE40°	12	7	1.6:1	穹隆	136.2/20线	72	50		东2°35′ 西2°45′	落实
	顾家店	T_2							52	200	-100		
钓鱼台凸起Ⅲ	朱大屯						鼻状						不落实
	农安西	T_2西 东	NW355°	11	6	2:1	穹隆 断鼻		48 78	20 60	-80 -140		落实
		T_5		28	24	1:1	穹隆		448	269	-731		落实
	钓鱼台	T_2 T_5	NW303°	10 11	5 8	2:1 1.5:1	穹隆	南60附近	40 176	60 336	-40 -564		落实
	三盛玉	T_2					短背		26	<50	-100		
农安背斜带Ⅳ	万金塔	T_2 T_4	NE48°	11 7.5	7 5	1.6:1 1.5:1		万2井西1公里	64 33	150 400	-350	西2°30′ 东4°	落实 较差
	农安	T_2	NE50°	31	7	4:1	短背	农5井附近	214	220	-180		落实
		T_4南 北		7	7	1:1	断鼻 穹隆	农26井附近 农8井附近	17 21	340 400	-760 -1200		较落实
杨大城子背斜带Ⅴ	杨大城子	T_2	NE	42	24	2:1	穹隆		1004	>100	(剥蚀)	2°～5°	落实
		T_4	NE54°				短背		53	Ⅰ439 Ⅱ394 Ⅲ234 Ⅳ139			落实
		T_5	NE	26	13	2:1	短背	80.0/612.75	214	400			较落实
	头道圈	T_2					穹隆		57	50	+150		
	怀德	T_2					短背		35	135	+100		
青山口背斜带Ⅵ	青山口	T_2南 北	SN	13 14	13 8	1:1 2:1	穹隆		144 96	<50 <50			不落实
	朱尔山	T_2					穹隆		34	<50	-200		不落实
	兰棱												无资料
王府凹陷Ⅶ	小城子	T_2	NE15°	15	6	2.5:1	短背	小城子附近	100	125	-375	西3°30′ 东4°	不落实
	大三井子	T_2	NE75°	11	3	3.7:1	短背	200.0/50线	31	130	-520	南2°30′ 北3°30′	落实
		T_3	NE73°	12	3	3.5:1	短背	200.0/50线	35	300	-2000		落实
		T_5	NE70°	13	4	3:1	背斜	200.8/54.8线	47	330	-2470		较差
九台断褶带Ⅷ	小合隆	T_2	NE24°	8	3	2.5:1	短背	623.95/104.8	23	20	-430	1°	落实
	大房身	T_2					鼻状				-250		

（一）长春岭背斜带

长春岭背斜带的吉林省部分位于第一松花江和第二松花江之间，西临中央坳陷区的华字井阶地，东临杏山—莺山凹陷，南连登娄库背斜带，整体呈条状，向北延入黑龙江省，面积约1110平方公里。

该区在1959年重、磁力普查中发现扶余Ⅱ号构造北高点有重力高、磁力低异常显示。当时认为它是泉一段，登娄库组或石炭-二叠系地层隆起的反映。扶余Ⅱ号以北地区基底情况不清。据推断，该区基底岩性为吉林华力西期褶皱系中的二叠系轻变质岩，盖层可能存在侏罗系断陷式沉积和登娄库组—泉二段粗屑沉积。本带钻遇地层自下而上为泉三段、泉四段、青山口组，缺失嫩江组以上地层。

1.构造特征

长春岭背斜带包括扶余Ⅱ号、岭南和长春岭等3个局部构造，主要构造反射层为T_2（泉头组顶面）。其中扶余Ⅱ号构造为长轴背斜，余者皆为短轴背斜，参见表2–5–15。局部构造呈串珠状作北东向排列。构造深浅层高点基本吻合，向深部两翼倾角增大。

该区断层不甚发育，全部为正断层，部分具平推性质；主要走向为北北东。

2.构造发育特征

目前对该区构造发育特征的研究较少，仅据1959年的初步意见，大体可以归纳为：①构造深部的基底隆起对构造的形成具有一定的影响；②构造表层的青山口组和其下的泉头组之间具有连续性；③在发育过程中，盖层的构造高点相对于基底隆起的高点向西偏移；④水平方向的挤压力是形成构造的基本动力，且构造定型期在青山口末期以后(引自"吉林省扶余地区1959年构造评测报告")。

该区的三个正向单元具共同的发育历史，故划为长春岭背斜构造带。该带曾于扶余Ⅱ号构造的扶余油层获工业油流，控制石油储量495万吨，目前正准备给予地方开发（详见本篇第十一章）。长春岭背斜的扶余油层见油浸，油迹砂岩。全区具有较好的勘探前景。

（二）登娄库背斜带

登娄库背斜带曾命名为登娄库长垣，是东南隆起区最西侧的二级构造单元之一。它北接长春岭背斜带，南抵梨树凹陷，东邻王府凹陷及钓鱼台凸起，呈条状作北东方向延伸，面积1520平方公里，背斜带以小角度"斜搭"在中央古隆起之上，上覆地层主要为白垩系下统。据钻井揭露及地震解释，该区登娄库组—泉二段均以充填式沉积在个别断陷之中。泉三段—嫩江组遍及全区，但各地厚度差异较大，而且青山口组及嫩江组顶部均遭剥蚀，后者尤甚。全区缺失上白垩统及第三系。

1.构造特征

登娄库背斜带包括扶余Ⅰ号、登娄库、顾家店、伏龙泉等4个局部构造，主要构造层为T_2，见少数T_5凸起。构造形态以长轴或短轴背斜为主，翼角平缓，各局部构造作有规律的北东向排列，整体呈条状。局部构造产状在背斜带的北段，西翼缓东翼陡，南段则相反。构造要素参见表2–5–15。

2.构造发育特征

综合前人资料，归纳构造发育特征为：①该区经历了从断陷期到坳陷期的区域转化过程，但在两者之间有较长的过渡时期。断陷期古地形的影响时间较长，以致下白垩统厚度差异较大。②今构造对古构造的继承性明显。由地震T_2界面构绘出的背斜带，与中央古隆起的轮廓大体相当，构造带主体大部分与古隆起重叠。即背斜带主体部分下白垩统较薄。③构造

发育较早，据地层研究证明，在泉四段沉积末期就有局部高点显示。早白垩世末定型。

该带的松基 2 井及登 1 井的泉四段，登 111 井和登 114 井及登 1 井、登 2 井的泉二段，曾多处发现油气显示，构造顶部和西部显示较好，南部和东部较差。最北的扶余Ⅰ号构造上的稠油，估计储量为 4800 万吨。其勘探前景较好。1982 年以来，该构造上进行热采试验，成果尚佳。研究证明，该带的圈闭类型应以构造为主，古潜山、地层及岩性等圈闭亦占重要地位。

（三）钓鱼台凸起

钓鱼台凸起，西依登娄库背斜带，南抵梨树凹陷，北接杏山—莺山凹陷，东临农安背斜带，面积 275 平方公里。凸起处于中央古隆起南段之上，据重磁力及地震测量结果，认为南部基底深 600～800 米，往北西倾没，最大深度估计为 1000～1500 米。基底岩性在南 60 井 774.6 米处钻遇前震旦系结晶片岩，在农安西构造的农西 1 井 929 米、农西 2 井 1100 米、农西 3 井 1100 米等处钻遇岩性为变质火山岩或板岩。构造带的上覆地层，从泉三段开始，依次见到青山口组、姚家组、嫩江组和部分四方台组，最大厚度 1340 米，未见泉二段及其以下地层。

钓鱼台凸起从南到北包括钓鱼台、三盛玉、农安西和朱大屯 4 个局部构造，主要为 T_2 反射面，前三者为短轴背斜，后者不落实（参见表 2–5–15）。这几个构造的排列方向不规则。其中农安西构造，曾由吉林油田地质调查处以地震 6 次覆盖予以圈定，其表层构造具继承性，T_5 界面为一穹隆，断层切割较强（图 2–5–27），T_2 界面则在 T_5 基础上发育成东西两个高点。西翼圈闭条件较差，向西开口，东翼断层较少，但主构造仍被切割，使东高点呈鼻状圈闭（2–5–28）。

钓鱼台构造主要由浅钻工作圈定，构造呈穹隆状，表层隆起高点相对于基底隆起向西南偏移。这一不完全吻合的情况是南部表层隆起受水平方向挤压与基底上升相互作用的结果。

上述两个构造均有基底断裂存在，钓鱼台构造基本呈地垒状，可见基底断裂活动对表层构造有一定控制作用。

吉林油田研究院综合局部构造特征，将钓鱼台凸起划为钓鱼台凸起潜伏背斜带，钻于该带钓鱼台背斜的南 71 井和 C115 井之嫩江组致密钙质粉砂岩裂缝中有油浸。但在附近的粉砂岩中，特别是下部的疏松砂岩中，反而没有油气显示分布，其原因尚不清楚。

（四）农安背斜带

农安背斜带位于钓鱼台凸起从东、德惠凹陷以西，北起青山口背斜带、南接杨大城子背斜带，面积为 1500 平方公里。其基底由德惠断陷西部断凸带的晚古生界浅变质岩系组成，埋深 2000～3000 米之间（农 101 井 3027 米）。盖层由上侏罗统与下白垩统组成，前者为含煤火山碎屑沉积，后者为陆相粗碎屑建造。两者皆为该区主要储集层位。

1.构造特征

农安背斜带由农安、万金塔两个局部构造组成，整体作北东向排列，局部构造（T_2 层）为短轴背斜或穹隆状，构造的两翼产状平缓。该带基底断裂十分发育，均为农安—万金塔断裂带的组成部分，盖层断裂活动略有减弱，但具继承性。

2.构造发育特征

该构造带地处基岩活动带之上，断裂活动频繁，后者对构造活动的控制作用十分明显。该区构造发育特征是：①构造发育于基岩断块之上；②发育过程中具明显的继承性，T_2、T_4 高点基本吻合；③盖层断裂发育；④基底断裂的间歇性活动、对构造的发育影响较大。构造最

后定型期为嫩江期末。

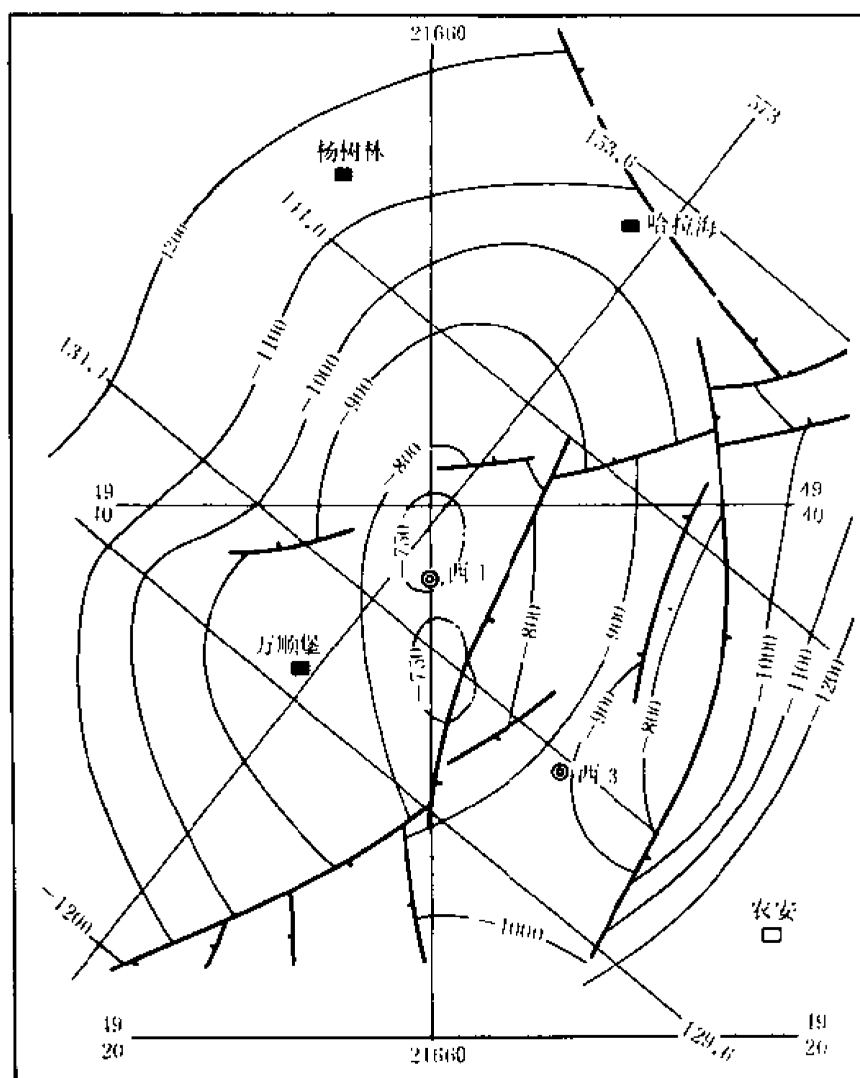


图 2-5-27　农安西地震 T_5 标准层构造图

根据两个局部构造的共性，可划为同一个二级构造带——农安—万金塔背斜断层带。它同时又是一个独立的油气聚集带。农5井的原油，农10井的天然气，万2井的 CO_2 气的发现与开发，均为该区展示了美好的勘探前景。产油的主要层位是深部含油气组合的杨大城子、农安等油层。油源来自深部侏罗系（详见本篇第八章），前人推断背斜带的主要圈闭类型仍以背斜为主，其次如岩性圈闭，断层封堵亦占一定地位。

（五）杨大城子背斜带

杨大城子背斜带在较早的文献中称公主岭大背斜（地质部第二石油普查大队，1965），它西临钓鱼台凸起，北接农安—万金塔背斜带，南、东均为梨树凹陷所绕。面积1500平方公里。构造带发育于基底断块隆起之上，基岩埋深700～1500米（图2-5-29）。岩性为下古生界绢云母绿泥石片岩。

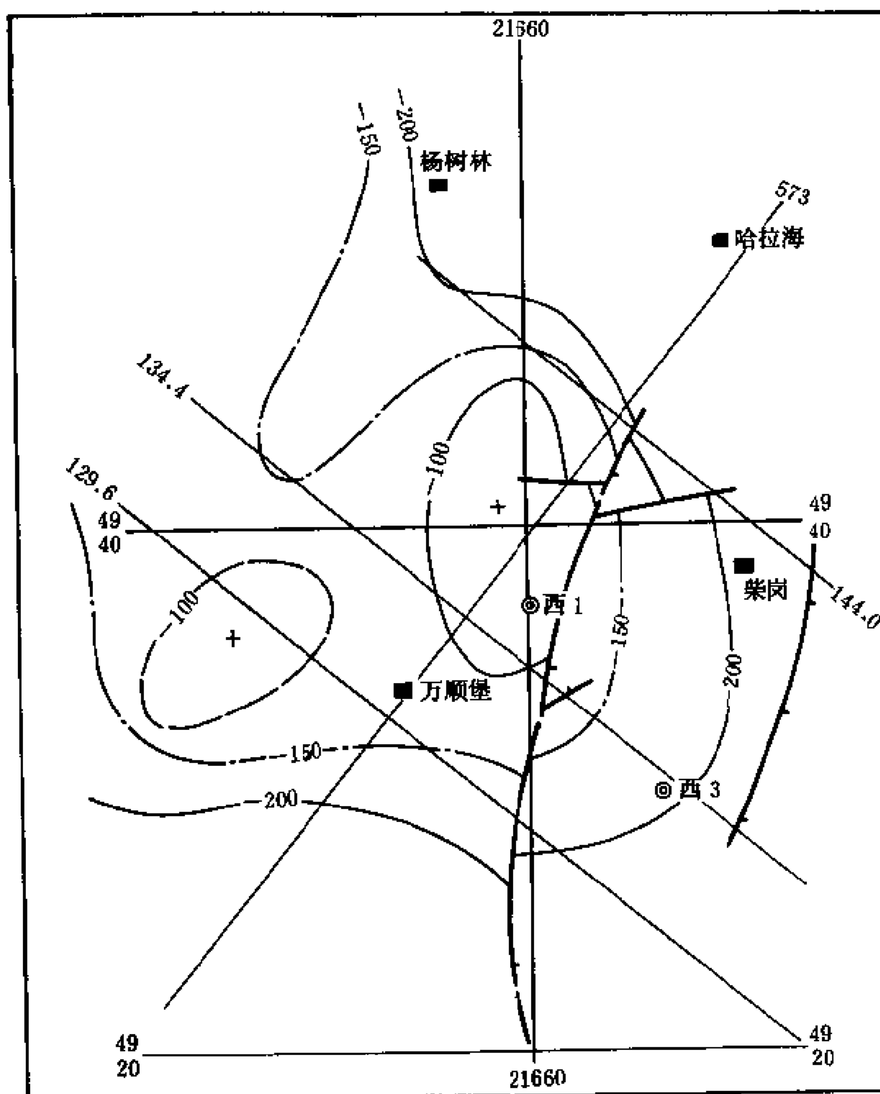


图2-5-28 [illegible]西地区T[illegible]反射层构造图

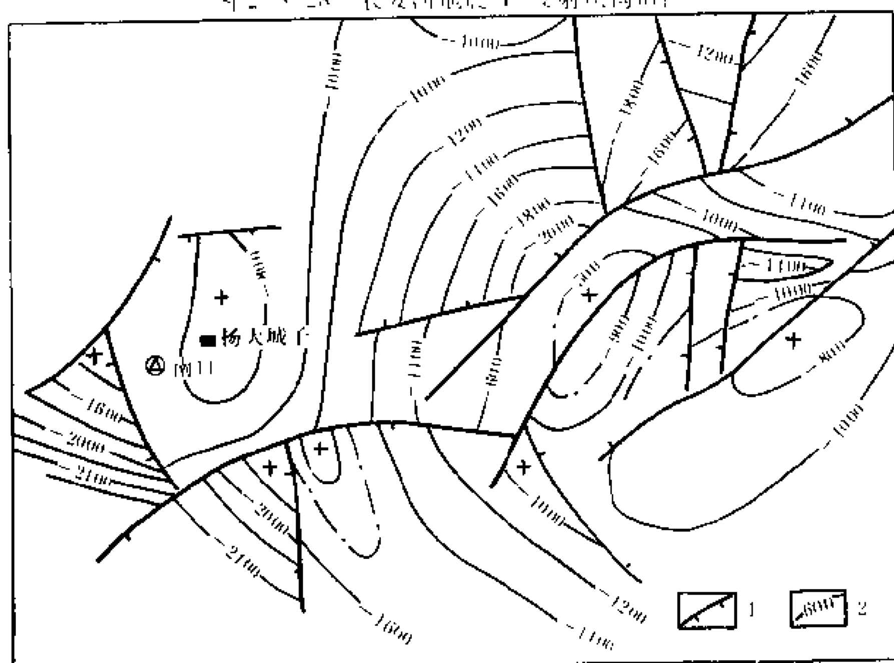


图2-5-29 杨大城子背斜带 T_5 反射层构造图

1—断层;2—T_5 构造等值线(米)

杨大城子背斜带的地层层序如表 2–5–16，但背斜带轴部最低层位为泉三段，其上的沉积均分布在翼部。全区缺失泉一段，其下有无登娄库组尚无定论。

表 2–5–16　杨大城子背斜带地层层序表

地层					厚度(m)	岩性
界	系	统	组	符号		
新生界	第四系			Q	0～60	上部为黄土或黑色腐殖土,中部为灰黄色自流砂,下部为砂砾层
中生界	白垩系	上统	四方台组	K_2s	35	为棕红、棕褐色、灰—浅灰色油页岩与砂质岩组成韵律层
					400	以棕红色及浅棕色泥岩及泥质粉砂岩为主,局部夹灰白色粉砂岩,钙质砂岩,韵律性不明显
					121～200	灰绿—浅灰色粉细砂岩与棕红色粉砂岩、泥岩、泥质粉砂岩组成的律
		下统	嫩江组	K_1n^4—K_1n^1	20～100	灰绿、棕红色泥质粉砂岩、粉砂岩
					100～150	深灰色粉砂质泥岩及泥质岩为主,间夹泥质粉砂岩
					50～63	灰黑色泥岩、油页岩,底部见油页岩及泥灰岩,菱铁矿条带
					26～190	灰黑—深灰色泥岩、粉砂岩及油页岩
			姚家组	K_1y	90～300	以棕红、砖红色泥质岩为主,顶部和底部夹灰绿色粉砂岩及细砂岩
			青山口组	K_1qn	100～200	以粉砂质泥岩及泥质粉砂岩为主,夹多层灰绿色粉砂岩及细砂岩,韵律明显,含较丰富细小黄铁矿
			泉头组	K_1q^4—K_1q^3	43～146	以蓝灰、灰绿、绿灰色为主,夹棕红色泥岩—砂岩,小韵律层,层底见有泥砾岩
					485～515	棕红、暗棕红、棕灰、灰绿与灰色泥岩—泥砾岩韵律层,其幅度由上而下逐渐增大
					495	暗棕红色、紫红色粉砂质泥岩—砂岩韵律层,局部夹砾岩
			登娄库组	$K_1d(?)$	469	上部为灰黑色粉砂质泥岩与泥质粉砂岩,夹砂砾岩和砾岩,含凝灰质、泥质粉砂岩;下部为灰黑泥岩、凝灰质砂岩,并见煤线
古生界				Pz		暗绿色绢云母、绿泥石片岩

1.构造特征

杨大城子背斜带共发现 T_5、T_4 和 T_2 三个反射界面，主界面 T_2 构成头道圈、杨大城子、怀德三个背斜构造（图 2-5-30）。实际上，三者是同一短轴构造上的三个被剥蚀的秃顶高点。构造轴部最高层位为泉四段，翼部由泉二段—嫩江组组成。构造长轴 42 公里，短轴 24 公里，三个小高点的总圈闭面积为 208 平方公里。

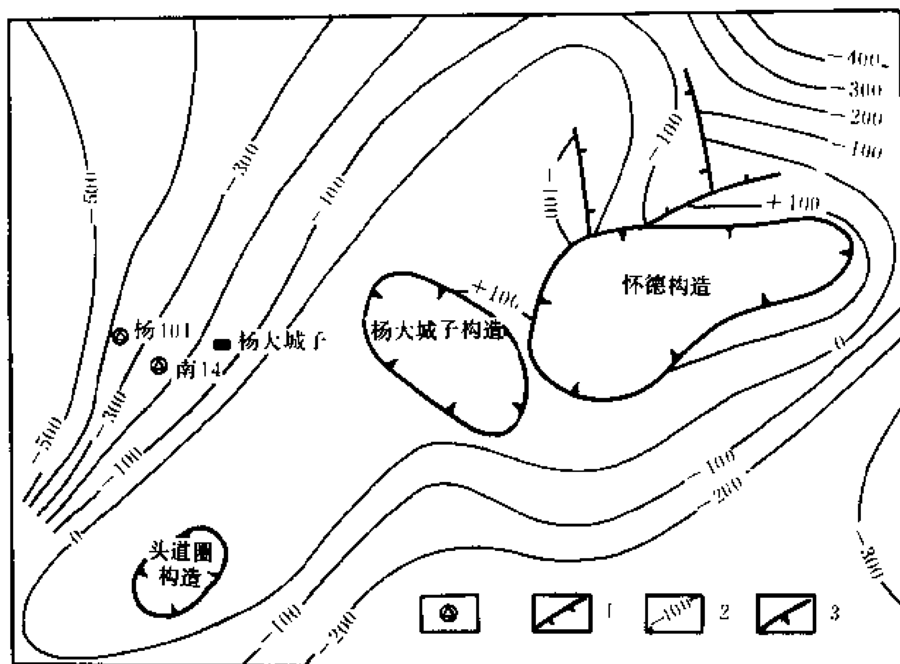


图 2-5-30　杨大城子背斜带 T_2 反射层构造图

1—断层;2—T_2 构造等值线(米);3—剥蚀线

杨大城子背斜带有三条基底断裂，均为北东走向正断层，长度 23～40 公里不等，落差 150～900 米。该组断裂切割 T_5～T_4。区内盖层断裂发育于构造的东北翼，其走向分北西、北东两组，前者可能是基底断裂的延续，并被后者切割。据现有资料，它对构造及沉积的影响不大。

2.构造发育特征

综合区域地质资料，认为该区构造演化可分三期，即侏罗纪断陷期、泉二段以后的坳陷期和嫩江组沉积以后的褶皱期。后者为杨大城子构造发育的定型期。这三期演化过程也就是应力场由拉张到挤压的转变过程。发育的另一特点是区域沉降运动具有明显的不均衡性，即北部下降幅度大于南部，而怀德—杨大城子一线下降幅度最小，从而表现出盖层沉积北厚南薄的特征。

背斜带本身自成一个二级构造带，即杨大城子—怀德背斜构造带。该带南段覆盖于具有较好生油能力的梨树断陷（侏罗纪）之上。是一个有希望的油气聚集带。五六十年代的勘探中多处见油气显示。据“松辽平原杨大城子构造研究总结报告”认为，该背斜带具有三种圈闭类型，即岩性、构造和古潜山。南 14 井的油气显示可能属于前者，后两者尚需证实。

（六）青山口背斜带

青山口背斜带位于农安背斜带以北，它西临杏山—莺山凹陷，东接德惠—榆树凹陷，向

北延入黑龙江省。整体呈条状作北东向延伸，面积2550平方公里。青山口背斜带的基底为上古生界浅变质岩，构造呈隆凹起状，是安广—青山口基岩隆起带的组成部分，埋深350～550米。其上嵌入晚侏罗世火山碎屑岩，构成凸起。构造顶部缺失泉四段以上的沉积（青8井）。

青山口背斜带的主构造为青山口背斜，向北有朱尔山背斜和兰棱背斜，三者均呈穹隆状（表2–5–15），T_2为主要反射界面。据地质部松辽石油普查大队1958年和吉林油田地质调查处1977年对主构造的多次工作，认为该构造早期受前白垩系凸起控制，属同生—后生构造，定型于嫩江期末。兰棱构造无资料。

该区未见油气显示，1977年后未做工作，落实程度较差。

（七）杏山—莺山凹陷

杏山—莺山凹陷又称王府凹陷。它西临长春岭背斜带，东接青山口背斜带，南起钓鱼台凸起，北越省界进入黑龙江省，呈长条状向北东延伸。省内部分面积约2650平方公里，基底埋深3600米。凹陷盖层为下白垩统，缺失上统及第三系沉积。下统登娄库组厚度1200余米，嫩三、四段广遭剥蚀。青山口组厚度424米（松基4井），其中暗色泥岩厚达220米，具有生油能力，故谓松辽盆地南部有希望的生油凹陷之一。1986年度国家地震局在本区开展地震普查，曾将本区列为重点之一，并有新说，全部资料在整理中。

1.构造形态特征

凹陷内发现两个局部构造，即大三井子背斜和小城子背斜，均为短轴背斜。大三井子构造T_2、T_3、T_5三个地震界面均有构造显示，长轴方向北东70°～75°，高点基本重合，闭合面积与幅度自下而上依次变小。小城子背斜轴向北东15°，仅T_2构造层有所显示，高点不太落实（图2–5–31）。

据现有资料表明，在大三井子背斜范围内的断层皆为正断层。其中基岩主断裂为北东向，次断裂具北西向，切穿层位一般延至T_3，个别可达T_2，断距20～360米不等，以T_3为最大、T_2最小，断层延伸长度2～10公里。盖层断裂以T_2密度最大，但多数北西向，以同生断层为主，仅一条深切基底，延伸仅1～2公里。

2.构造发育特征

从断层及构造层之间的关系看，该区构造主要为同生—后生构造，但发育过程中有间歇性，构造雏型期为泉头组末期，定型于嫩江期末，可谓长期发育。大三井子背斜很可能受基底隆起的影响，且具有一定的继承性。

上述两个局部构造被划为大三井子背斜带，该带曾见油气显示，以大三井子背斜为佳，其显示层位为泉四段，小城子背斜显示较差，层位为青山口组。其圈闭类型可能为背斜圈闭。

（八）九台断褶带

九台断褶带是东南隆起区最东侧的二级构造单元。其西、北被德惠凹陷所围，南抵梨树凹陷，东临盆地边界，面积4400平方公里，基底为上古生界变质岩断块。盖层由侏罗系—下白垩统组成，该带包括小合隆、大房身两个局部构造。前者为穹隆状，后者为断鼻构造，断裂发育。

该区划属小合隆—大房身鼻状构造带，已往研究较少，迄今未见油气显示，初步认为除泉二段以下地层外，一般不具勘探前景。

（九）德惠—榆树断陷

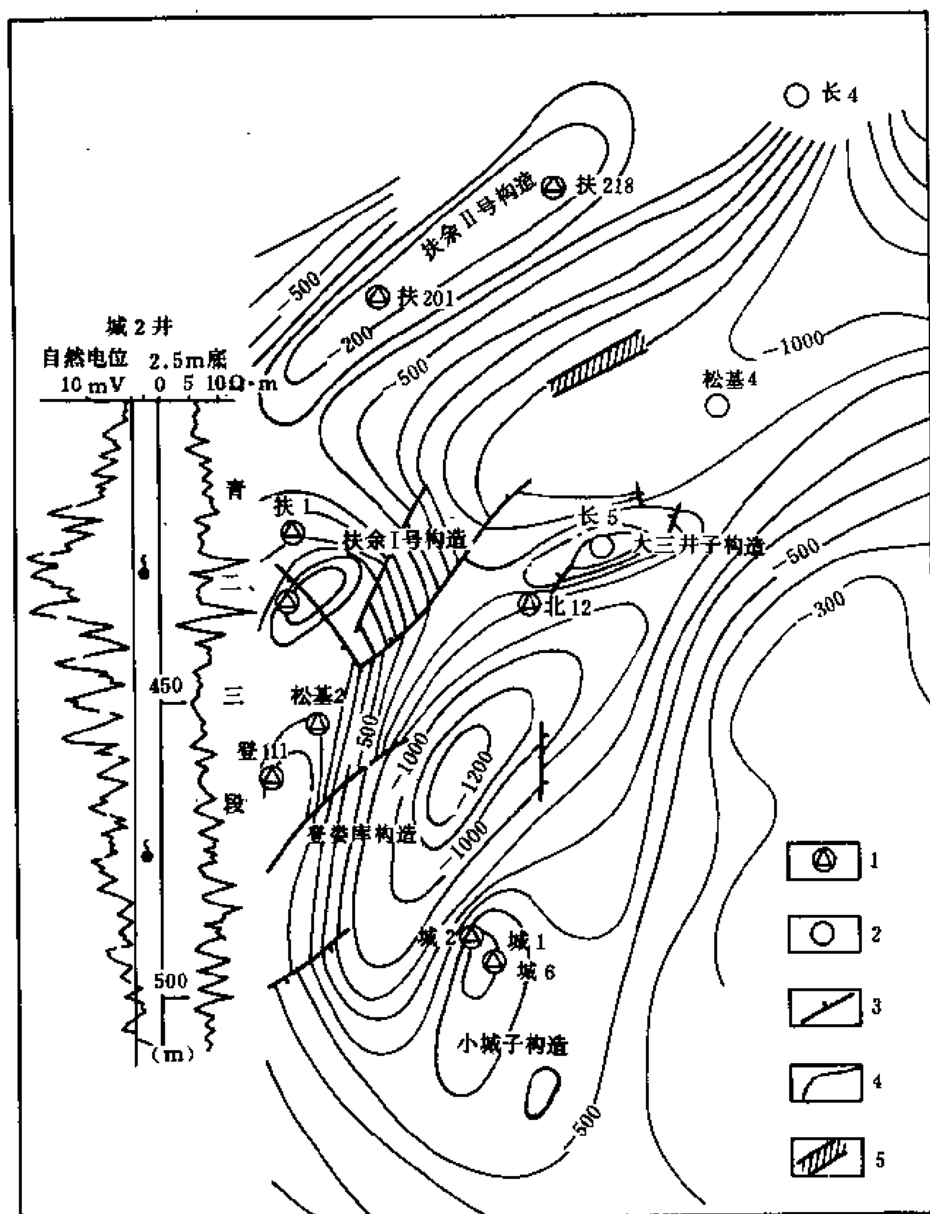


图 2-5-31 松辽盆地南部王府凹陷勘探成果图

1—油气显示井;2—完钻探井;3—断层;4—构造等高线(米);5—构造复杂带

德惠—榆树断陷是侏罗纪断陷盆地，是侏罗系构造层的构造单元，它隐伏于白垩系凹陷之下，其构造归属尚未明确划定。

德惠—榆树断陷的地理范围，包括白垩纪农安—万金塔背斜带和德惠—榆树凹陷两个地区，断陷的西半部隐伏在农安—万金塔背斜带之下，构成后者的基底。断陷的主体，则构成白垩纪德惠—榆树凹陷的基底。其面积为 8020 平方公里，是近年来油气勘探的主要侏罗系断陷之一。囿于目前的勘探程度，本志记述的范围仅限于断陷的南段(东半部)即德惠断陷，其面积为 3800 平方公里（包括农安—万金塔背斜带和德惠—榆树凹陷南段）。

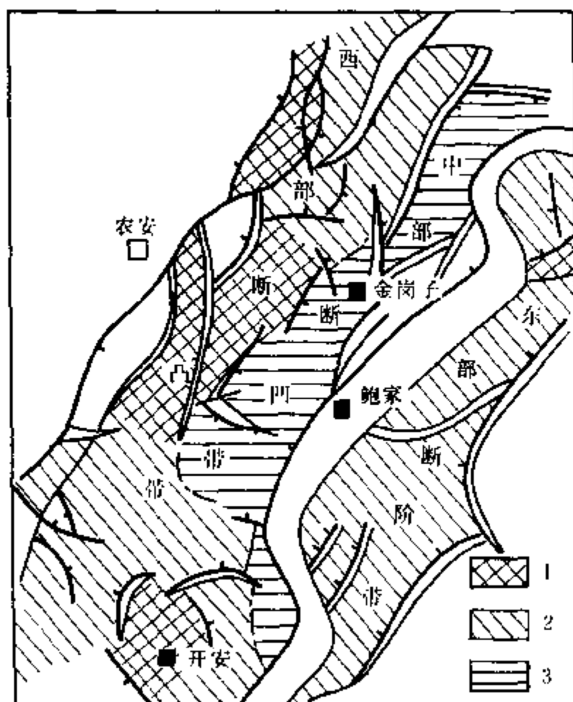


图 2-5-32　德惠断陷基底结构图

1—地垒式断块；2—断阶；3—地堑式断块

德惠断陷的基底由晚古生界吉林华力西期褶皱系的浅变质岩和花岗岩组成。最大埋深5700米左右（鲍家附近）。基底构造是受基底断裂所限定的呈北东向展布的菱形地堑。地堑的西缘为农安—万金塔断裂带，中部为鲍家断裂带，东缘为小合隆—米沙子断裂带。这三条北东向的断裂带将断陷的基底切成三大块体，即西部断凸带、中部断凹带和东部断阶带（图2-5-32、2-5-33）。

德惠断陷的盖层有两套地层，下部断陷由上侏罗统含煤火山碎屑岩组成，最大厚度约3600米，厚度超过1000米的沉积主要分布在以鲍家为中心的狭长范围内，面积约1300平方公里。该统自下而上分为火石岭组、沙河子组和营城组（表2-5-17）。其中沙河子组为滨浅湖相及湖相沉积，黑色泥岩发育，为该区的主要生油（气）层系。断陷的上部盖层（即德惠凹陷的主构造层）由下白垩统登娄库组—嫩一段的粗碎屑岩组成，各地厚度不等，一般在1000～2500米之间，最大厚度仍在鲍家附近，是目前发现的侏罗系油气的主要储集层。

1987年，估算德惠断陷的煤成气资源量约为7万亿立方米，石油资源量近16亿吨。故可谓松辽盆地南部应进行勘探的新层系（泉二段以下）、新领域（煤成气），前景广阔。

1.构造形态特征

1980～1981年，地震勘探在德惠地区发现侏罗系内幕3个地震反射层，自下而上为T_{J1}、T_{J2}、T_{J3}。初步落实德惠地区侏罗系（T_{J2}大体相当沙河子组顶面）构造共2个（表2-5-18）。后新立屯构造是由7个断块或断鼻组成的构造群。其总特点是面积小、埋深大。后岗子构造为一穹隆构造，面积40平方公里，闭合幅度315米，埋深为-2500米。这两个构造共有8个圈闭，总面积为217.5平方公里，目前已钻开3个，其中一个获工业气流（农101井）。

德惠凹陷的上部盖层白垩系迄今未发现构造，基本为一沉积向斜，故其内容从略。

德惠断陷断裂构造十分发育，共有85条，其中65条为基底断裂，即区域断陷活动期产生的断裂占绝对多数。按发育时间可分为三种类型（图2-5-34）：①早期发育、长期活动的继承性同生断裂：该类是区内的骨干断裂，对全区的构造发育及侏罗系沉积起重要的控制作用。其特点是方向性强，以北东向为主，延伸长、落差大（表2-15-19）。②早期断裂：该组断裂主要为东西走向，且多被北东向断裂切割，它可能为华力西期断裂系的衍生部分。这组断裂切开基底消逝于侏罗系之内，对早期沉积有一定的控制作用。③后生断层：主要表现为单层拉开，对沉积不起控制作用，对盖层构造常造成破坏。上述三类断层的共同特点是全部为正断层，这很可能是该区长期受拉张性应力场作用的结果。出于同样的原因，区内白垩系褶皱构造数量少，形态单一。

2.构造发育特征

从沉积及构造特征分析，德惠断陷的发育过程是，在隆起的基础上发生早期断陷，然后经隆起挤压形成侏罗系构造层的褶皱。最后进入坳陷期接受早白垩世沉积。断陷期发育特点是：①基底断裂控制断陷的演化，侏罗系沉积中心在基底断凹区；②断陷活动具有振荡性，侏罗系上统的沉积构成完整的粗—细—粗旋回，中间有湖相沉积；③断陷发育具有南部沉陷早，北部沉陷晚的不均衡性（图 2-5-35）；④发育过程中曾有微弱的火山活动。



图 2-5-33　德惠断陷 T_5(基底)构造图

表 2-5-17　德惠断陷地层简表

地层		厚度(m)	岩性简述	代表井
泉二段		372.5	上部紫红色泥岩、浅灰色砂泥岩 下部紫色、浅灰色砂泥岩段	德深1
泉一段		441.0	紫红色泥岩与浅灰色、灰白色砂岩、粉砂岩互层 下部为灰白色砂砾岩	农101
上侏罗统	营城组	240.0	又称砂砾岩段,上部深灰色泥岩、灰色砂岩互层、夹砾岩,下部浅灰、灰色砂砾岩段106米,夹薄层状泥岩,植物化石丰富,重矿为绿帘石—黑云母—锆石组合,陆源矿物占77%,孢粉化石较多,蕨类植物孢子占47.7%,裸子类花粉占52%	农101
	沙河子组	662.0	上部黑色泥岩,夹粉砂岩、砂岩,见3层煤线、植物化石中部浅灰砂砾岩与灰黑色泥岩互层,见3层煤线,下部暗色砂质泥岩段,底部为5层45米厚灰白色凝灰质砂砾岩重矿为锆石—白铁矿—磷灰石组合,孢粉化石,蕨类植物孢子占80%,裸子类占20%	农101
	火石岭组	594.5	上部灰、深灰色泥岩与浅灰色砂岩互层,夹凝灰质粉砂岩,中部浅灰色砂砾岩,薄层状深灰色泥岩,下部深灰、灰黑色泥岩与浅灰色砂岩互层,植物化石丰富,底部浅灰色砾岩,重矿以自生矿物为主占74~80%	农101
	古生界	120.9	绿灰、灰色绢云母石英片岩,夹黑色板岩	农101

表 2-5-18　德惠断陷 T_{J2} 层构造要素表

构造名称		圈闭类型	面积(km²)	闭合幅度(m)	闭合深度(m)	勘探成果
后新立屯构造	Ⅰ号	背斜	56.0	295	−2500	已钻
	Ⅱ号	断鼻	23.0	260	−2500	未钻
	Ⅲ号	断鼻	13.5	90	−2500	未钻
	Ⅳ号	断块	40.5	601	−2800	工业气流
	Ⅴ号	断块	10.5	300	−3700	未钻
	Ⅵ号	断块	16.0	400	−2400	未钻
	Ⅶ号	断块	18.0	700	−3000	未钻
后岗子构造		穹隆	40.0	315	−2500	已钻

德惠地区从白垩纪开始转为坳陷期，此时，断层对沉积的控制作用减弱。下白垩统分布范围超越了断陷区，与松辽湖盆沟通。但在德惠地区古地貌影响仍然较大。如泉一段厚度在姜家屯以西 5 公里处，最大厚度达 1000 米。农安—万金塔一带变为 300～500 米，最小仅 50 米。到泉二段开始，湖水进一步扩张。泉二—泉四段沉积时期，沉降中心在鲍家以北，郭家店以南地区，厚度 900 米的分布范围达 530 平方公里，最大厚度达 1250 米，而它的周边则逐渐变薄。

德惠地区经燕山运动第Ⅳ幕，表现为大面积的抬升，缺失上白垩统和第三系，亦未见确切的嫩江组。

本区的泉一段—姚家组均为红色沉积，仅青山口组下部见灰绿色泥岩，但其地球化学指标极差，无以生油。

德惠凹陷的油气显示主要集中在农安背斜带的白垩系，从泉三段到基岩均有所见。

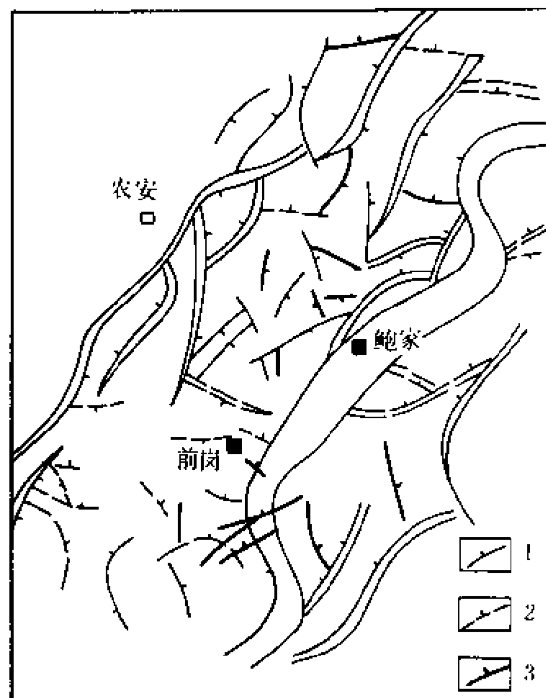


图 2-5-34 德惠断陷深层断裂类型分布图

1—早期发育长期活动继承性同生断层；2—早期发育短暂性断层；3—后生断层

生油研究指出，德惠断陷的侏罗系有较厚的暗色泥岩，植物炭屑十分丰富，多处见煤，有机质丰度较高，母质类型以Ⅲ类为主，生油门限深度大，演化程度高，具有生气的有利条件，特别对煤成气的生成更为有利。沙河子组是侏罗系最好的生油、气层。德惠断陷的侏罗系具有多种地震相，反映了沉积环境的多样性，因而具有多种类型的圈闭条件，即构造圈闭（如后岗子构造）、被断层复杂化的构造圈闭、古潜山圈闭、断层圈闭、地层不整合圈闭和岩性圈闭等。

（十）梨树断陷（凹陷）

梨树断陷是吉林油田 1981 年地震普查中发现的侏罗系断陷(单独的断陷式盆地)，其上叠以白垩系凹陷。1984 年，梨参 1 井发现煤成气。1985 年，在该区四 2 井首获工业油气流，本区遂成勘探的热点。区内主要研究成果有 1983～1988 年提交的“梨树断陷油气控制因素探讨及勘探方向”等三篇科研报告。报告认为，该区侏罗系湖相暗色泥岩发育（占地层厚度的 40%），且含有叶肢介、介形虫及丰富的孢粉化石，为本区的主要生油岩系。而白垩系在本区基本不具备生油能力。1987 年，计算梨树断陷的天然气资源量近 10 亿立方米，石油资源量为十几亿吨，视为与德惠断陷并驾齐驱的有利探区。

梨树断陷位于吉林省梨树、怀德两县交界一带，构造区划未定，暂置为松辽盆地南部东南隆起区，面积为 2000 平方公里。

断陷基底由吉林加里东褶皱系的变质岩组成，局部有前震旦系结晶片岩（杨大城子）。由于北北西向西缘断裂的切割，基底呈箕状由东向西倾斜（图 2-5-36）。梨树断陷的最低重力值为-26 毫伽，据地震推测，其最大埋深近万米。两者皆为松辽盆地之最。

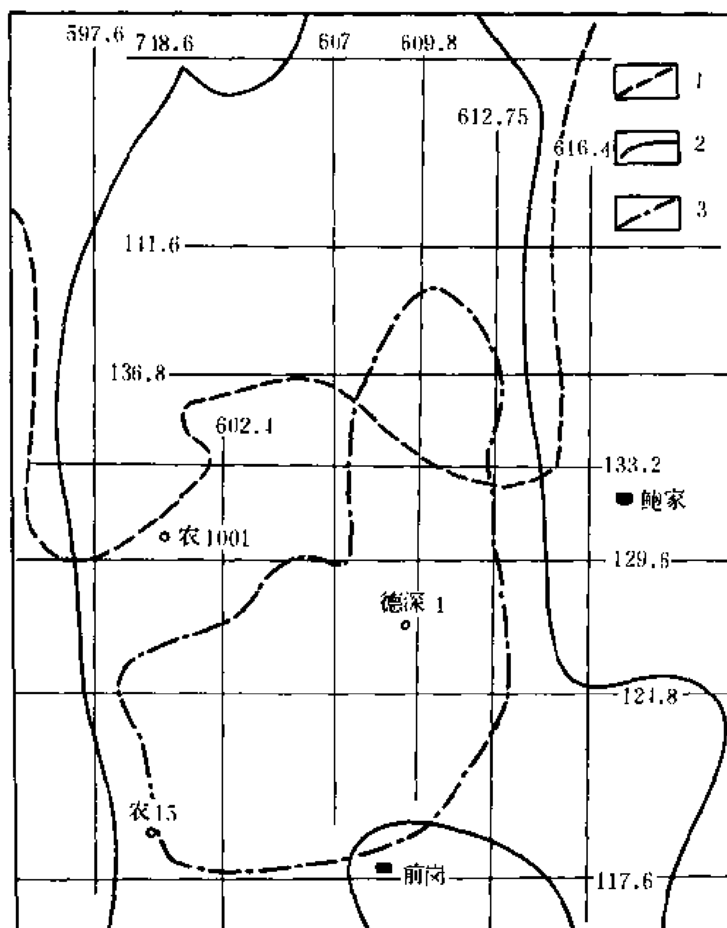


图 2-5-35　德惠地区侏罗系内幕3个反射层分布图

1—T_{J1} 界面分布范围;2—T_{J2} 界面分布范围;3—T_{J3} 界面分布范围

表 2-5-19　德惠断陷基底主要断层要素表

要素 / 断层	走向	长度(m)	倾向	断距(m) 水平	断距(m) 垂直	倾角	形态	切割反射层
鲍　家	NNE	51.5	NW	2500	700~2900	36	S	$T_5 \sim T_4$
农安—万金塔	NE	81.0	SE	400	200~900	66	蛇曲	$T_5 \sim T_2$
刘家炉—滨河	NE	55.0			500~1400			$T_5 \sim T_2$
沃皮—双山子	SN~NW	43.0			90~960			$T_5 \sim T_4$
小合隆—米沙子	NEE	54.0			780~1200			$T_5 \sim T_{02}$
后新立屯	SE	15.0		400	100	14	弧形	$T_5 \sim T_4$

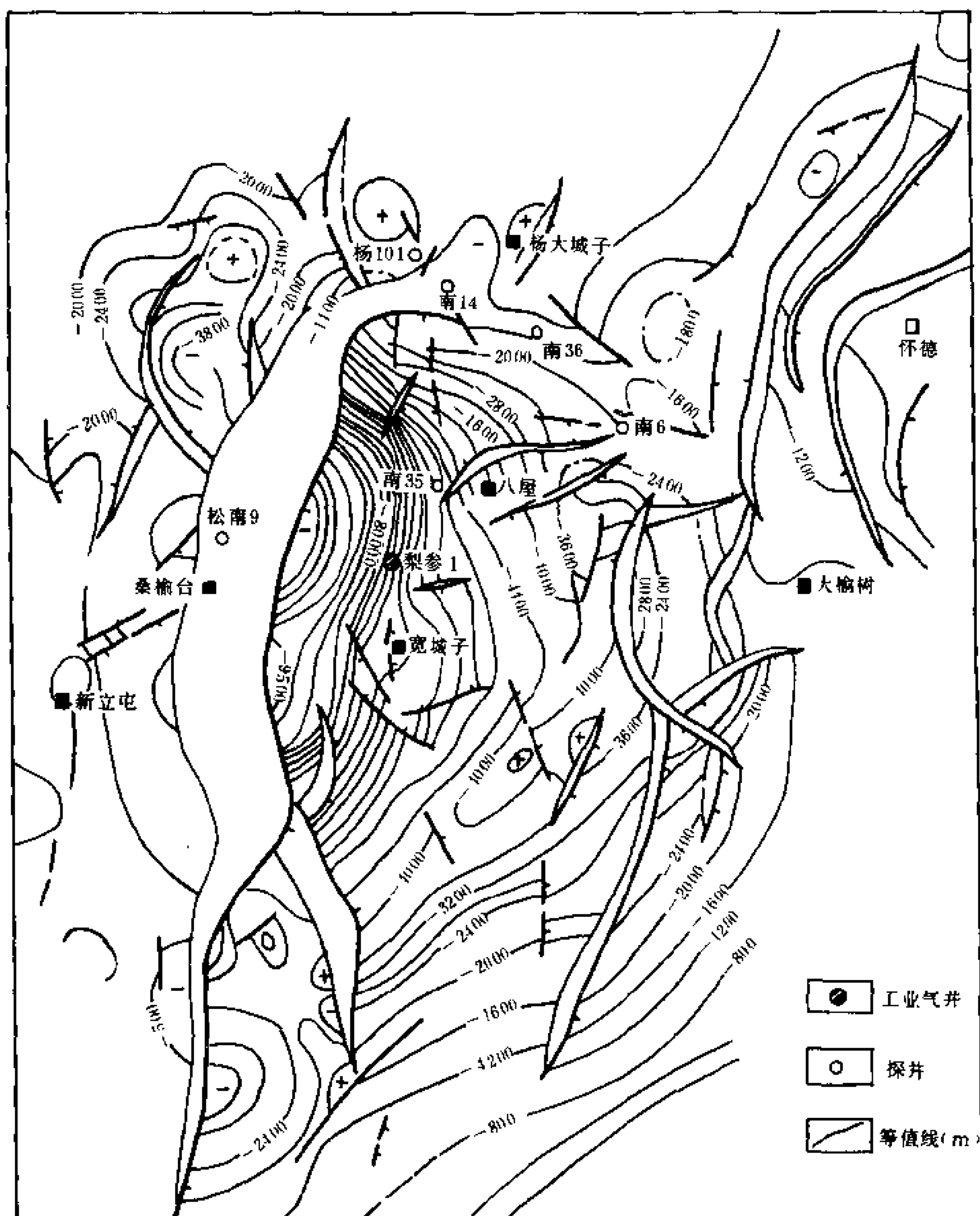
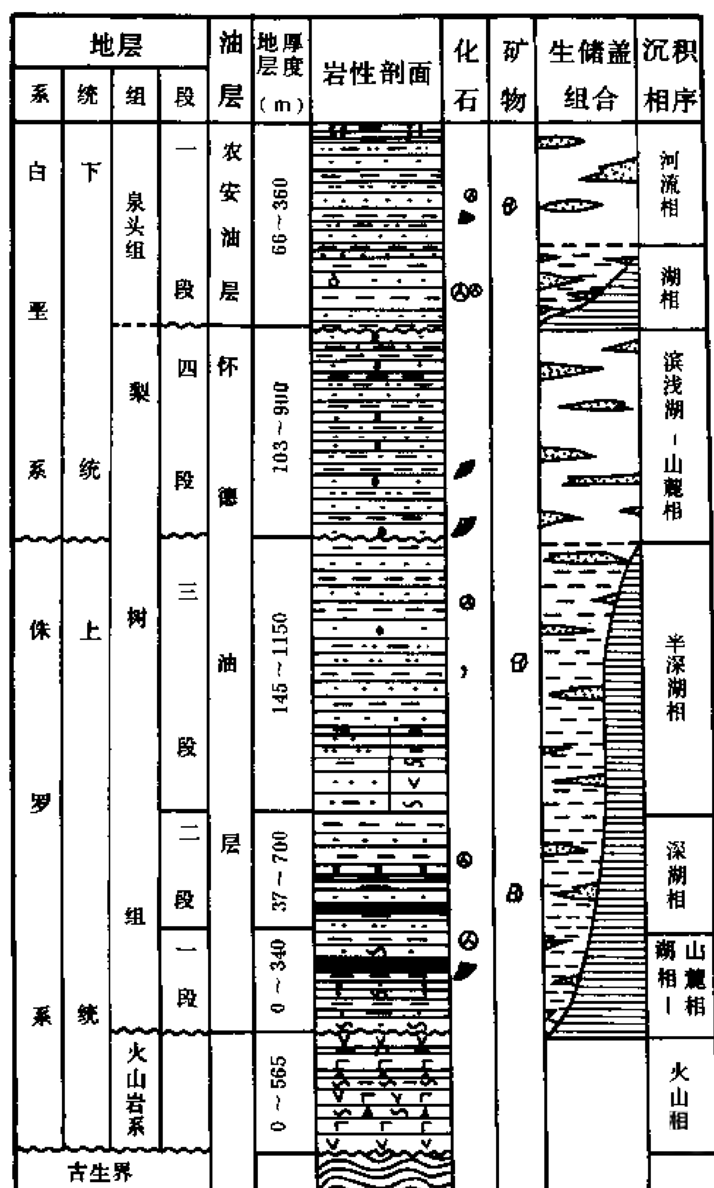


图 2-5-36 梨树断陷 T_5 反射层构造图

据现有资料，断陷盖层具双层结构，底层为上侏罗统断陷式沉积，为一套含煤火山碎屑建造，厚度 200～9500 米。上层（属梨树凹陷的构造层）为下白垩统陆相碎屑岩，厚 500～1500 米和少量上白垩统四方台组沉积（杨大城子一带）。全区缺失第三系。侏罗系的分布明显东薄西厚（数百米至 6000 米左右），而白垩系厚度则相对均匀（图 2-5-37、表 2-5-20）。

表2－5－20 梨树断陷深部地层简表

界	系	统	组	段	地层厚度(m)	岩性简述
中生界	白垩系	下统	泉头组	一段	66～860	上部为灰绿，灰白色砂岩与紫红色泥岩互层 中部为紫红色泥岩与灰白色细砂,粉细砂岩,粗砂岩砾砂岩互层,具正韵律特征 下部为暗色泥岩夹砂岩段,湖相沉积,上层为暗紫红色,紫灰向下过渡为灰绿,灰黑色泥岩,砂岩
			梨树组	四段	103～900	砂砾岩段,上部为杂色或灰色砂砾岩夹薄层紫红色泥岩,灰绿色砂质泥岩或含砾砂泥岩中下部为灰色砂砾岩夹薄层浅灰色,灰黑色泥岩,砂质泥岩及泥质砂岩
	侏罗系	上统		三段	145～1150	暗色砂泥岩互层段,灰黑色泥岩,砂质泥岩与浅灰色粉砂,细砂,粗粉砂岩互层,具反韵律特征,局部地区发育有中酸性火山喷发沉积岩系
				二段	37～700	暗色泥岩段,灰黑色泥岩夹浅灰色粉砂,细砂岩,泥质砂岩
				一段	0～340	火山碎屑质砂泥岩段,灰黑色砂泥岩不等粒砂岩,火山碎屑质砂岩,砂砾岩互层
			火山岩系		0～565	中基性火山喷发沉积岩系,安山岩,玄武岩,安山玄武岩,火山碎屑岩夹暗色砂泥岩
古生界						绢云母绿泥石片岩,石英片岩,片麻岩,泥板岩,花岗岩



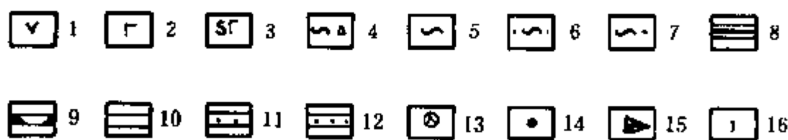


图 2-5-37 梨树断陷深层综合柱状图

1—安山岩;2—玄武岩;3—安山玄武岩;4—凝灰角砾岩;5—凝灰岩;6—含凝灰质砾岩;

7 凝灰质泥岩;8—煤层;9—碳质泥岩;10—页岩;11—粗砂岩;12—中砂岩;

13—孢粉;14—轮藻;15—叶肢介;16—介形虫

1.构造形态特征

1981 年以来，经地震确定断陷内存在 4 个反射界面，即 T_4、T_{H1}、T_{H2}、T_5，其中 T_5 为基岩顶界面，T_4 为侏罗系顶面，余为侏罗系内幕反射界面。

构造的基本格局是，断陷四周为基岩隆起，断陷内多隆多凹相间排列，构造条件复杂，

大致可分为 11 个次级单元，即西部断陷带、南部斜坡带、南部挠曲带、中部凹陷带、茅山—四家子背斜带、北部挠曲带、北部斜坡带、太平山隆起带、东部断裂带、怀德凹陷带及怀德斜坡带（图 2–5–38）。

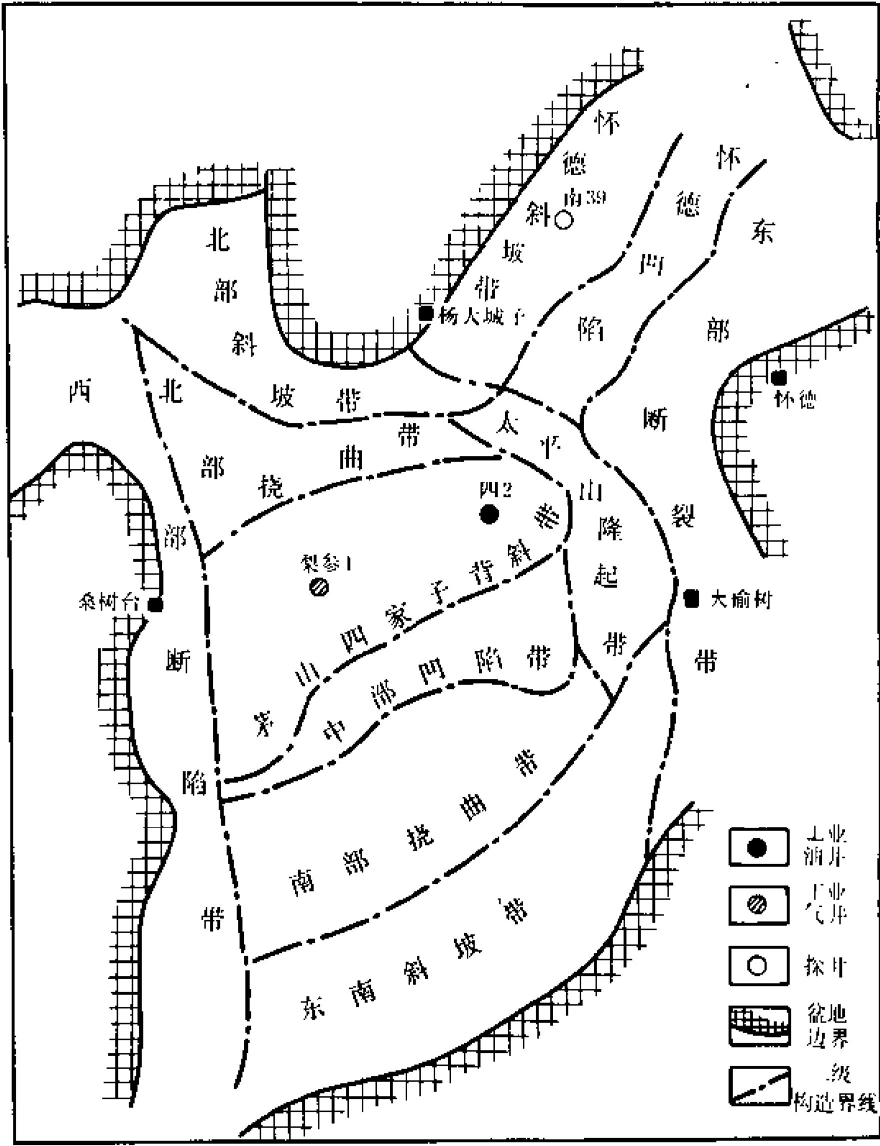


图 2–5–38　梨树断陷构造分区示意图

到 1987 年 12 月止，该区共发现局部构造 24 个，总面积 512.4 平方公里，其形态特征以断鼻为主，共 17 个，其余为地层超覆 3 个、短轴背斜 2 个、穹隆及断背斜各 1 个。另一特征是面积小，幅度高，面积超过 10 平方公里者 10 个，小于 10 平方公里者 14 个，最大者Ⅱ号构造面积为 89.6 平方公里。幅度最大的Ⅲ号断鼻高 1600 米。各类构造的分布特点是：断鼻、断块分布于东、西断裂带上；地层超覆多在南、北斜坡带；各种背斜多在中部隆起带。显示构造的层位主要集中在 T_4 及 T_{H1}。

梨树断陷的断裂主要分布在断陷两侧，形成西部断裂体系和东部断裂体系。这些断裂中较大者有西部的桑树台断裂和东部的大榆树断裂。它们是基底断裂中的骨干断裂，形成期

早，控制断陷的发育。其中桑树台断裂南北延伸78公里，断距达9000米，产状77°。东盘下降，西盘上升，为同生正断层。东部断裂体系走向北北东。它们是在大榆树断裂的牵引下发育起来的派生断裂，其断层面近直立，断距较小。[●] 断陷内的小断层主要是T_4以后形成的内幕断裂，其走向以八屋—宽城一线为界，西部走向北北西，东部走向北北东，多为正断层，层面西倾（图2-5-39）。

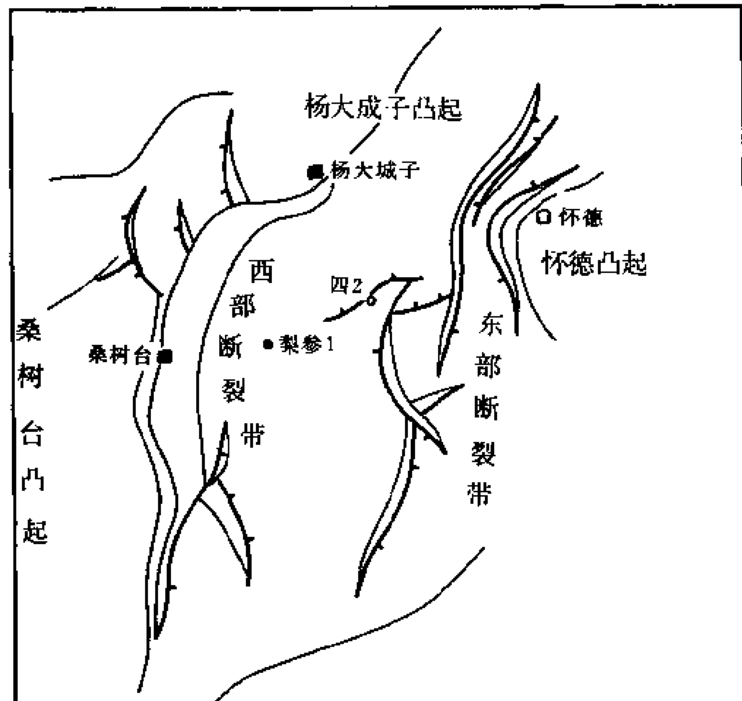


图2-5-39　梨树断陷断裂带分布示意图

2.构造发育特征

勘探资料表明，梨树断陷在构造发育过程中有两个特点是极其明显的:①基底发育具有连续性。断陷的基底始终保持东升西陷的倾斜状态。西部南北走向的桑树台基底断裂的长期活动是"西陷"的主导因素。该断裂在其南北两端的断裂的配合下，使基底呈箕状。这种构造格局使侏罗系及白垩系形成东薄西厚的态势。②局部构造发育具有间歇性。从茅山构造要素表可以看出，各构造层的闭合面积与高度均由下向上增加，这说明，该区构造早有雏型，从构造的圈闭面积与幅度比看，由下而上比值增大。但是，T_{H1}的比值则偏低，说明构造发育过程中，曾一度间歇。这种特点在构造发育史图上也有反映，T_{H2}末期的T_{H1}顶面，茅山构造呈现雏型，延续到T_4末，在T_4末至T_{H1}古构造图上，茅山构造曾一度衰减。这一特点表明，茅山构造的发育过程是：雏型—衰减—定型。构造的定型期为侏罗纪末。梨树断陷的主要生油层是侏罗系沙河子组。到1984年底止，断陷内共钻井十余口，多数在泉一—泉三段，尤其是断陷中部茅山构造的梨参1井，试获7.5万米^3／日天然气，为深层勘探揭开了序幕。断陷的圈闭条件以构造圈闭和岩性圈闭为主。另外，靠近桑树台断裂附近，滚动背斜

●魏德恩，1987，"梨树断陷油气控制因素及勘探方向"。

的存在不无可能。在断陷的东部有大面积的地层超覆，经过工作，有可能发现地层圈闭。

第七节 区域构造特征[1]

一、褶皱构造的特征[2]

松辽盆地是燕山运动的产物。燕山运动Ⅲ～Ⅳ幕是盆地的主要发育阶段，Ⅳ～Ⅴ幕是盆地的定型阶段，盆地的盖层褶皱多在此期间定型。

（一）盖层褶皱的基本特征

1）盖层褶皱受到深部构造的制约。盖层褶皱的轴向与基底断裂带方向一致。莫氏面的隆起带对应盆地的坳陷带，莫氏面的凹陷带对应盆地的隆起带，局部构造的86%分布在莫氏面32公里圈闭线内。在32公里圈闭线外部的西部斜坡、东南隆起区的局部构造只占14%。

2）盖层褶皱宽缓、微弱。背斜顶部较平坦，两翼倾角平缓，一般1°～5°，幅度50～200米。背斜两侧的向斜不发育。整个褶皱特征不同于地槽区，而近似于地台区。

3）褶皱只在盖层的中浅部发育较好。根据盆地南部5层构造图统计，局部构造130个，其中T_1、$T_2^1$108个，占83%。T_3～T_5局部构造23个，占17%。其中，长轴及短轴背斜几乎全部在浅层中（表2-5-21）。

表2-5-21 松辽盆地南部局部构造分布统计表

地区＼标准层	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	合 计	占总数的百分数(%)
西部斜坡	1	1			1	3	2.3
中央坳陷	26	41	10	1	3	81	62.3
东南隆起	1	22	1	3	4	31	23.8
西南隆起	8	8				16	12.3
合 计	36	72	11	4	8	131	100
占总数的百分数(%)	27.5	55.0	8.4	3.0	6.1	100	

4）根据统计，盖层褶皱的形态以鼻状（断鼻）和穹隆构造为主，其中鼻状构造占55.5%，穹隆占30.4%，短轴背斜占8.9%，长轴背斜占5.2%（表2-5-22）。

5）长轴及短轴背斜分布在断裂带附近，褶皱轴向与基底断裂走向一致，褶皱轴面产状与断层产状一致。如红岗阶地的红岗、大安构造，华字井阶地的孤店构造、农安背斜带的农安构造。而位于孙吴断裂带的长岭坳陷则全部是穹隆和鼻状构造（表2-5-23），局部构造

[1] 本节各类构造统计表均未包括1984年以后发现的局部构造。

[2] 据段忠中，1984，"松辽盆地南部构造总结"。

不是成带而是成群分布。如乾安构造群、黑帝庙构造群。

表 2-5-22 松辽盆地南部各地震反射层局部构造形态统计表

分类/层位	长轴背斜		短轴背斜		穹隆		鼻状(断鼻)		合计
	个数	所占比例(%)	个数	所占比例(%)	个数	所占比例(%)	个数	所占比例(%)	
T_1	3	43.0	2	16.7	9	21.9	22	29.3	36
T_2	4	57.0	7	58.3	22	53.7	39	52.0	72
T_3			1	8.3	2	4.9	9	12.0	12
T_4					3	7.3	3	4.0	6
T_5			2	16.7	5	12.2	2	2.7	9
合计	7	100	12	100	41	100	75	100	135
所占比例(%)	5.2		8.9		30.4		55.5		100

从盖层褶皱特点可以看出，燕山运动Ⅳ、Ⅴ幕对坳陷期前的深层构造影响不大。坳陷期前，主要表现为断块的升降运动。燕山Ⅳ、Ⅴ幕仅对坳陷期的中浅层褶皱变动影响较大。褶皱变动虽不强烈，但对盆地构造油气藏的形成和油气运移非常重要。

(二) 局部构造发育特征与控制因素

盆地的坳陷阶段（K_1q^3～K_1n^5）是构造发育雏形期阶段，盆地的萎缩阶段（K_2s～Rt）是构造发育的定形期阶段。

根据 37 个主要局部构造的研究（T_1、T_2）。盆地的局部构造具有两个雏形期（青山口期前、嫩江组期末）；两个定型期（嫩江期末、明水期末）。其中嫩江期末定型的局部构造占 68%，明水组末定型的构造占 32%，可见燕山运动Ⅳ幕的影响大于Ⅴ幕。

局部构造的发育方式主要有两种:

1）长期发育，一次定型，占 70%。

a.青山口组前有雏形，嫩江组末定型，占 40.5%。

b.嫩江组末有雏形，明水组末定型，占 29%。

2）一次构造运动定形的占 30%。其局部构造发育未经过雏形期，在嫩江组末（27%）或明水组末（3%），均一次定形（图 2-5-40）。

总的看来，局部构造发育似有多旋回的特点，一期构造运动定型一批构造，同时使一些新构造具备雏形。下一期的构造运动使已具雏形的构造定型，同时又产生一批新的雏形构造。

局部构造的定型时期自东至西由早变晚。

(三)构造定型期具分区性

盆地局部构造按定型期，大致可分为三个带:

1.东南隆起区

该区局部构造均在嫩江组末期（燕山运动Ⅳ幕）定型。东南隆起区基岩埋藏浅、抬升早是其主要特点。局部构造多受基岩隆起控制。青山口期前均已具构造雏形。

表 2-5-23　松辽盆地南部各区局部构造形态分布简表

一级构造	二级构造分区	长轴背斜	短轴背斜	穹隆	鼻状（断鼻）	合计
西部斜坡区			1	1		2
中央坳陷区	红岗阶地	3		7	10	20
	长岭凹陷			8	16	24
	华字井阶地	2	1	6	30	39
东南隆起区	长春岭背斜带	1	2	1		4
	登娄库背斜带	1	1		2	4
	钓鱼台凸起			4	2	6
	农安背斜带		1	3	1	5
	杨大城子背斜带		1	3		4
	青山口背斜带			2		2
	王府凹陷		3	1		4
	九台断褶带		1		1	2
	德惠—梨树凹陷			1		1
西南隆起区			1	4	13	18
合计		7	12	41	75	135

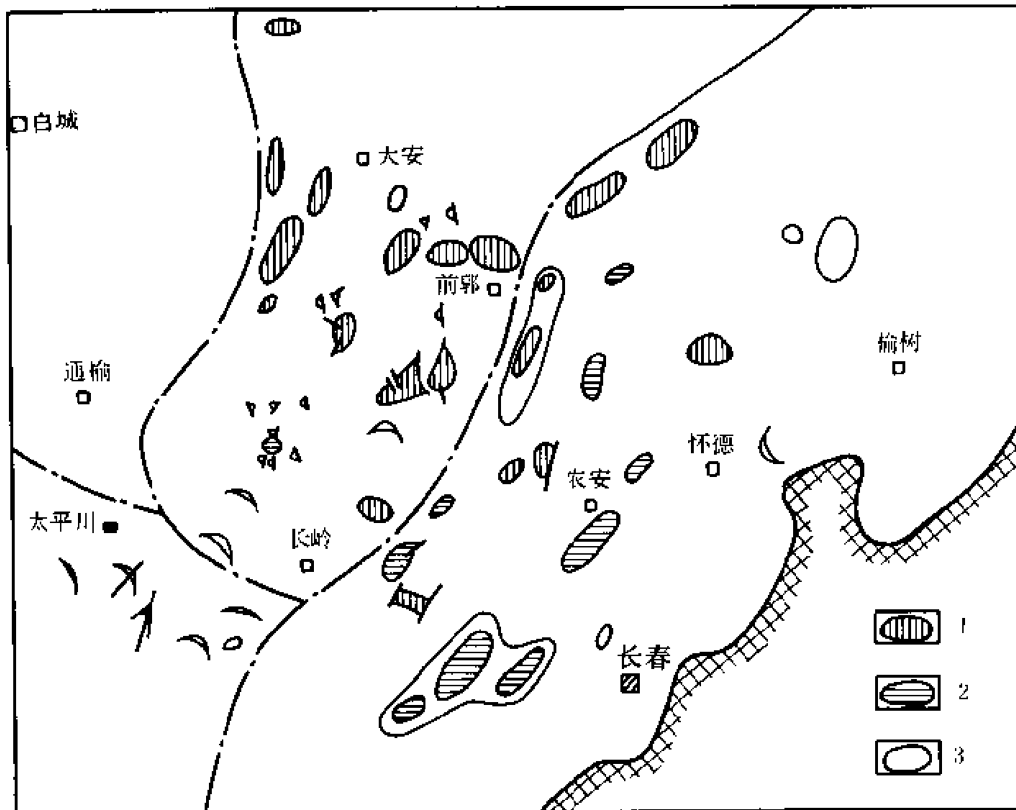


图 2-5-40　松辽盆地南部局部构造发育类型图

1—长期发育一次定型的构造;2——次定型的构造;3—未定期次的构造

2.中部地区

该区包括长岭凹陷、华字井阶地，其局部构造多在嫩江期末至明水期末形成，为一过渡区。

3.西部地区

该区主要是英台、红岗阶地及西部斜坡。局部构造多在嫩江期末具雏型，明水期末至第三纪末定型（图 2-5-41)，上述规律是构造迁移现象的另一种表现。

凹陷与断陷中的局部构造多为一次形成的构造。王府凹陷中的大三井子、小城子构造，长岭凹陷中的情字井、黑帝庙构造，德惠凹陷中的万金塔、农安构造，德惠断陷中的顾家店构造，都属于一次形成的构造。

与基岩隆起有关的构造和与断裂长期活动有关的构造，多是长期发育的构造。如扶余Ⅲ号、钓鱼台、三盛玉、双坨子、青山口、大老爷府等构造与基岩隆起有关，均属长期发育的构造，其形态多为穹隆。与断裂长期活动有关的构造有红岗、大安、海坨子、孤店子等构造，亦属长期发育的构造，其形态多为长轴背斜。

此外，与差异压实有关的构造亦是长期发育的构造。位于河流三角洲、扇三角洲上的构造，除其他影响因素外，由于差异压实作用，使构造发育时间较长．如英台、红岗、海坨、新立、扶余Ⅲ号等局部构造。

位于大型隆起与坳陷过渡带上的构造是长期发育的构造，也是以长轴背斜为主（图2–5–42、表2–5–24）的构造。

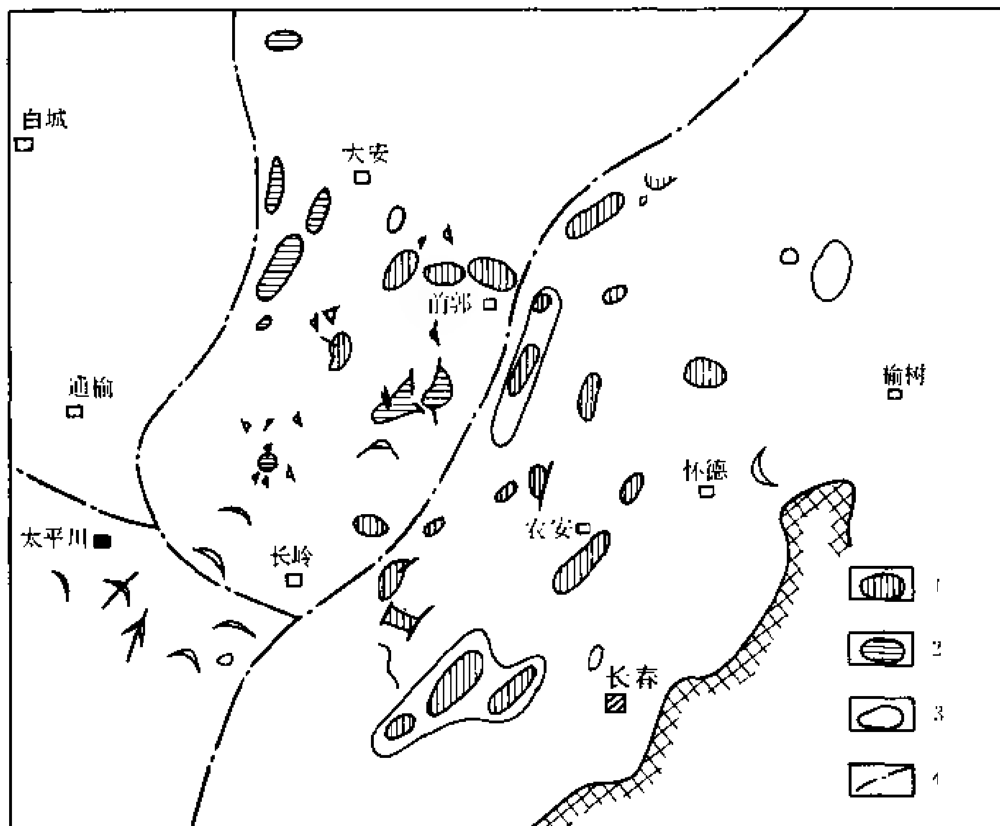


图 2–5–41 松辽盆地南部局部构造定形期分区图

1—嫩江期末定形的构造；2—明水期末定形的构造；3—未定期次的构造；4—一级构造分区线

由于地幔柱的冷却作用，中央坳陷开始稳定持续沉降。在太平洋板块向东部陆缘俯冲作用下，那丹哈达岭地槽的回返和日本海的扩张，使松辽盆地东部地区逐渐抬升。在隆起与坳陷长期相对的运动下，其过渡带上形成的构造也是长期发育的构造。如长春岭、扶余Ⅱ号、登娄库构造等。

二、断裂构造的特点

松辽盆地位于广义的郯庐断裂带、太行山—武陵山断裂带之间。盆地两侧的伊通—依兰断裂和嫩江—白城断裂是这两个断裂带的北延部分。松辽盆地的断裂系统与中国东部的断裂系统一样，属于太平洋断裂体系。该体系以北北东向（北东向）断裂为主、属张扭性；北北

西向断裂次之，属压扭性。前者起着控制作用，后者起着夹持作用。这种区域上的断裂特点直接控制和影响着松辽盆地断裂发育。

(一) 盆地发育的断陷期是断裂发育的主要阶段

经地震资料证实，盆地内断裂共 1025 条，其中 580 条发育在白垩纪泉头期前（T_5~T_3）（表 2-5-25）。由晚侏罗世到早白垩世登娄库期，是盆地发育的断陷期，构造运动的方式以断裂活动为主，断层多为张性同生正断层，断层面产状上陡下缓，呈“勺”状或“犁”状，断距下大上小，延伸长达几十公里。它的空间组合方式为地堑、地垒，平面组合方式为“Y”字形，由北东、北北东、南北向的主断裂和北西向伴生断裂组成。

表 2-5-24　局部构造发育特征与控制因素、褶皱形态关系表

发育特征	控制因素	定型时间		形态特征
		嫩江组末	明水组末	
长期发育一次定型	与基岩隆起有关，与隆起带有关	扶余Ⅲ号、钓鱼台、新立、木头、三盛玉、农安西、青山口、扶余Ⅰ号、双坨子		以穹隆为主
	与基底断裂长期活动有关，多分布于坳陷阶地	乾安	红岗、大安、孤店	长轴为主
	与大型隆起、坳陷过渡带有关	登娄库、长春岭、扶余Ⅱ号		长轴、短轴为主
	与差异压实有关，分布在三角洲河流过渡带	新立、扶余Ⅲ号木头	红岗、英台	多种形态
一次定型	分布在凹陷或断陷中	杨大城子、怀德、头道圈，大三井子、小城子、农安、万金塔、伏龙泉、顾家店、情字井	黑帝庙	多以断鼻为主，其次为短轴背斜

随着断裂活动的减弱，除主要的大断裂继续活动外，其他断裂相继衰亡。断裂活动形成了断陷带、断隆带的基本格架。这种格架对盆地后期的演化起了严格的控制作用。

(二) 控制断陷边界的大断裂是长期活动的断裂

盆地进入坳陷期后，断陷边界的大断裂继续活动，并且控制了坳陷的边界。断裂活动延续至青山口期（T_2~T_5）的有新立—大老爷府断裂、农安—万金塔断裂、伏龙泉—顾家店断裂、新立断裂等，参见表 2-5-1。产状同样皆为正断层，断距下大上小，到青山口期末衰亡。

断裂活动持续到姚家期末及其以后的有红岗、大安、孤店三条断裂，特点是产状为下正上逆，都分布在断陷两侧。从泉头晚期至青山口期，盆地开始大幅度沉降，正断层的下盘（上升盘）开始下降，形成下正上逆的特征。

这些长期活动的断裂在区域上控制了坳陷与隆起的分布，与侏罗纪的断陷、断隆有明显的继承性，由成盆前期的地堑、半地堑构造发育成盆、岭构造。

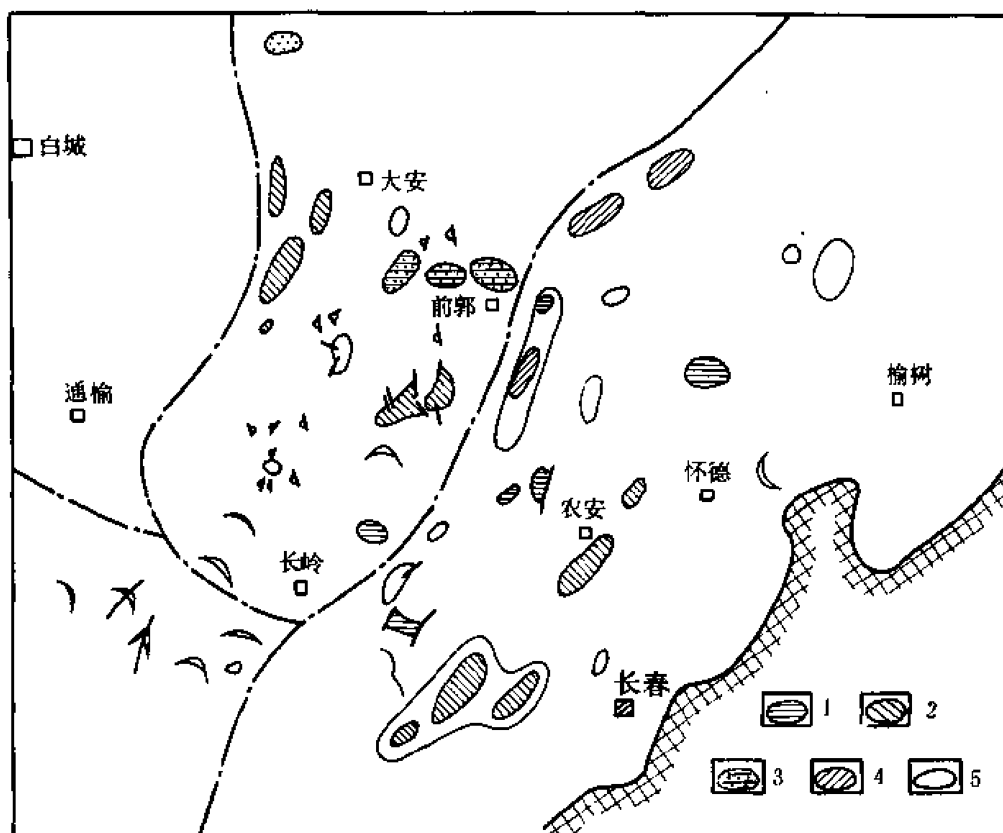


图 2–5–42　松辽盆地南部构造成因类型图

1—与基岩隆起有关的构造；2—与基底断裂长期活动有关的构造；3—与差异压实有关的构造；4—与大型坳隆过渡带有关的构造；5—成因未定的构造

（三）盖层（T_1～T_2）断裂以小断裂为主

盖层断裂共有 455 条，主要分布在中央坳陷带内的三角洲、古河道等地。延伸几百米至几公里，断距几十米不等，产状为正断层，平面组合多为小断堑，地震剖面上多为单断点。反射同相轴多为叠瓦状。根据大安、新立地区最新的地震地层学研究，很多平面上为地堑的断层组合与河道重合，天然堤的位置与部分小断层重合，滩坝位置与部分断层重合。所以，以前解释的断层有许多与沉积现象有关。

表 2-5-25　松辽盆地南部断裂统计表

走向 / 参数 / 层位	NNE、NE			NNW、NW			总条数
	条数	一般长(km)(条数)	较长(km)(条数)	条数	一般长(km)(条数)	较长(km)(条数)	
T_1	33	4~10 (25)	10~40 (8)	87	3~8 (84)	8~18 (3)	120
T_2	125	4~8 (95)	8~50 (30)	200	4~8 (180)	8~25 (20)	325
T_3	100	5~10 (90)	10~60 (10)	57	5~10 (50)	10~60 (7)	157
T_4	60	5~10 (40)	10~60 (20)	53	5~10 (40)	10~60 (13)	113
T_5	185	5~25 (160)	25~80 (25)	125	5~25 (115)	25~60 (10)	310
合计	503	(410)	(93)	522	469	53	1025

第八节　构造运动与油气聚集

本节重点总结中、下部组合的油气聚集与构造运动的关系。油气聚集效果的好坏，一方面受构造形成时间的制约，另一方面受生油区和聚集区的空间关系的控制。

一、构造运动期是油气聚集的主要时期

松辽盆地主要生油层是青山口组一段、嫩江组一段。它们的生油门限一般在 1100~1300 米，温度 60~70℃，生油层进入门限深度后，有机质开始转化。地层经构造运动褶皱，油气便会向构造顶部聚集。一般来讲，褶皱的形成期略早于生油期或二者同时进行，利于聚集。若褶皱远远晚于生油期，液态烃可能遭受裂解，或在地层中逸散，不利聚集。

盆地从嫩江期末开始抬升，进入萎缩阶段。嫩江末期和明水末期的燕山运动第Ⅳ、Ⅴ幕和第三纪末的喜山运动使盆地盖层的中浅部(相当于中、下部组合)发生褶皱,局部构造先后定型。此时,位于沉积中心长岭、古龙、三肇凹陷的青山口一段和嫩江组一段全部或部分生油层也先后达到生油门限深度,油气开始运移。这三次构造运动是三次油气主要的聚集期。

二、油气侧向运移的主要动力是构造运动

盆地南部油田的油藏类型主要是构造油藏，如红岗油田、英台油田、扶余油田等。其次是与构造因素有关的复合型油藏。如新立油田。它们分布在古龙、大安、三肇生油凹陷的四周。油气运移以生油凹陷为中心呈放射状向四周的阶地、斜坡、隆起区侧向运移（图 2-5-43）。

松辽盆地基底的基本构造形式是隆起和坳陷，其盖层构造变动的基本方式是褶皱和断块升降。储集层原始埋深的差异和后期构造变动的升降所产生的静压差是油气运移的主要动力。

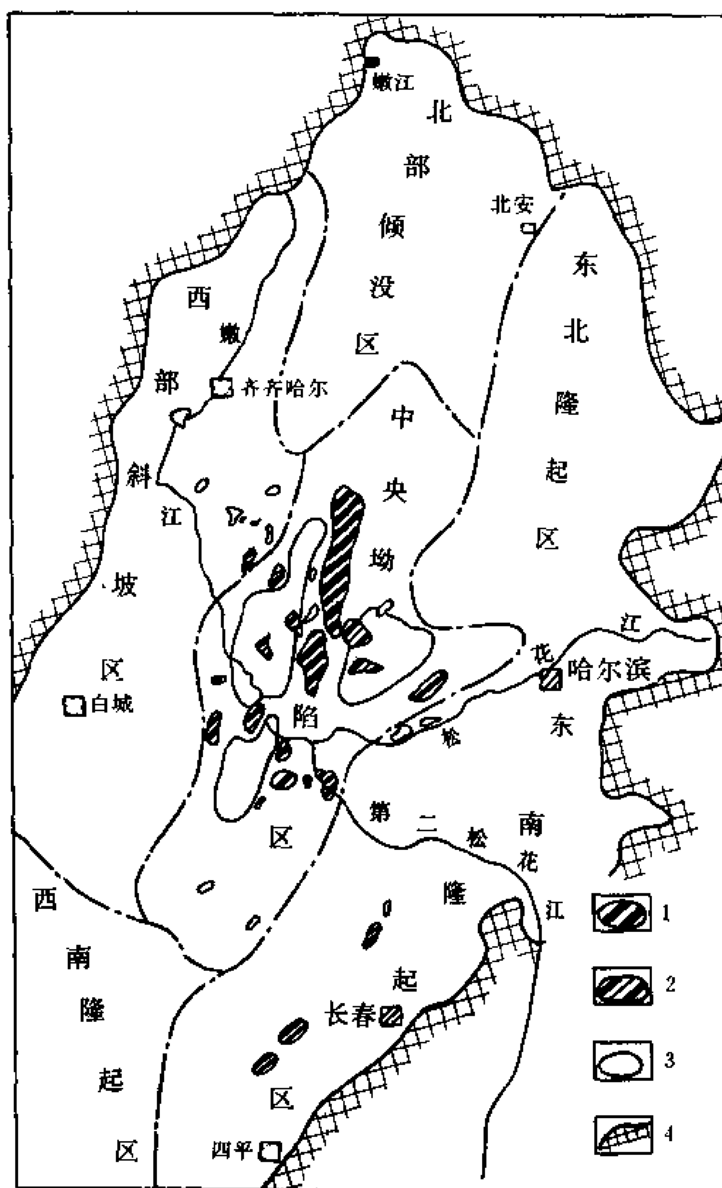


图 2-5-43　松辽盆地油田与沉积凹陷分布关系示意图

1—油田；2—获工业油气流地区；3—沉积凹陷；4—盆地边界

三、油气运移聚集的时间至少可分为四期

（一）前嫩江期

该期是扶余油层油气聚集期。时间由姚家期至嫩江期。这期间盆地内没有发生明显的构造运动。古隆起控制下的沉积背斜到姚家前已具备相当规模。凹陷中青山口生油层底部已进入生油门限深度，从油气生成到构造形成都已具备油气运移的条件。以扶余—新立油气聚集带为例，该区是由东向西倾没的古隆起，由东至西分布有扶余油田、木头油田、新立油田。在古隆起控制下，到姚家组之前，古构造最大幅度达 200 米，圈闭面积 400 平方公里，为油气聚集创造了良好的圈闭条件。嫩江期末的构造运动反而使构造幅度和圈闭面积降到 153 米

和120平方公里，已形成的油藏被改造，导致油气重新分配。与扶余Ⅲ号构造相邻的扶余Ⅰ号、Ⅱ号构造形态完整，由于形成于嫩江组末，未聚集成理想油气藏。Ⅰ号构造的稠油推断是由扶余Ⅲ号的油藏在嫩江组末遭到破坏后运移到Ⅰ号构造中的。后期形成的红岗、孤店、海坨、乾安、等构造，扶余油层都没有形成理想的油藏。

前嫩江期油气聚集的控制因素是古构造而不是构造运动。扶余油藏形成时间主要是在嫩江组以前。

由嫩江组末到前第四纪是中部组合含油气聚集期。

（二）嫩江期末

根据南部局部构造的统计，在嫩江期末形成的局部构造占68%，是盆地中部组合主要的油气聚集期。大安、古龙凹陷生油层底部已进入生油门限深度，北部的大庆长垣是这期间形成的大油田。南部获工业油流区的双坨子构造、扶余Ⅱ号构造等，与嫩江组末期的油气聚集期有关。

（三）明水末期

白垩纪末的这次构造运动是继嫩江组后又一次重要的运动。约有30%的局部构造形成于该期。嫩江组生油层此时也进入生油门限深度。中部组合的油气继续聚集，上部组合的油气层开始聚集。以萨尔图油层为主的红岗油田此时形成。获油流的地区如乾安构造、海坨构造也属同期形成的中部组合油藏。黑帝庙、大安构造的黑帝庙油层是同期形成的上部组合油藏。

（四）第三纪末期

该期的喜山运动对油气聚集的影响不容忽视，是盆地西部中、上部组合油气藏继续形成的时期。英台构造高台子、萨尔图油藏是第三纪末形成的，尽管该构造形成较晚，中部组合的储量仍然可观。位于西部斜坡区的套堡萨尔图稠油资源丰富，储量约数亿吨，套堡地区的构造也是在第三纪末才形成的，由此看来，嫩江组和青山口组的生油量相当大，油气聚集是长期的，只要在生油区控制范围内，构造形成早晚不是决定因素，在以后各期形成的构造，都形成了与中部组合有关的油藏。

概括起来，扶余油层的聚集期在前嫩江期，构造控制因素是古构造，后期的构造运动使扶余油层遭到不同程度的改造。

中部组合的油气聚集期是长期的，由嫩江组末至第三纪末，构造运动是主要控制因素。

上部组合的油气聚集期是明水组末期，构造运动是主要控制因素。从盆地的演化阶段看，盆地的萎缩期是中、上部组合的油气聚集期。

第六章 油 气 生 成

第一节 概　　况

一、松辽盆地生油岩研究简况

松辽盆地生油岩研究早在普查阶段就受到了广泛的关注，石油部和地质部都作了大量有益的工作。该项研究始终以石油的有机生油说为理论依据，在研究过程中，大大地发展了早期的陆相生成说。该学说认为岩层中生油有机质的多寡、保存条件和转化条件的优劣是生油岩评价的基础，至于所属环境是海相或陆相则无关紧要。按此观点结果发现，松辽盆地有机质丰富，完全可以生成油气，而且数量可观。

生油岩研究经历了50年代末至60年代末期的早期生油说，到70年代开始的晚期生油说两个阶段。这一发展不但解决了早期生油说所遇到的生油母质、细菌活动、成油深度等基本理论问题，而且使生油岩研究本身从定性评价发展到定量评价阶段，因而大大地提高了盆地生油岩评价的科学性和可靠性。但这仅仅是发展和提高，而不是对早期生油说的否定。

早在普查阶段的初期就明确提出："只要有机物质来源充沛（原地生长的和搬运来的），有适宜的沉积和保存的构造条件和还原环境，以及其他转化条件等，不论是浅海，是泻湖还是大陆水盆地，均可形成生油母岩，其中之生油有机质经转化、聚集而生成石油。"❶并且认为，松辽盆地的主要生油层是青山口组和嫩江组中厚达数百米的富含有机质的黑色、灰黑色泥质页岩。

普查阶段后期对盆地的生油岩特点则有较系统的描述。指出从泉头组到嫩江组夹有总厚达800～1000米以上的暗色泥页岩层，它们都是还原和弱还原环境下的产物，是盆地内最主要的生油层。它们之中含有丰富的有机质，其中有机碳含量一般为0.5～1.5%，以嫩江组第一、二段和青山口组含量较高，嫩江组第三段和姚家组次之。各组、段的有机碳含量一般都有由边缘向盆地中央增高的趋势。盆地的快速而均匀的沉降速度（0.1毫米／年）使沉积物得以保存。认识到"有机质连续埋藏深度是向石油转化的重要条件，"并以"原生态石油显示"的出现作为有机物向石油转化的标志。并认为在"松辽盆地内，当生油岩的上覆岩层连续厚度达到500～600米左右时，石油即可生成，并开始排向储油层。"❷

根据当时提出的地球化学指标认为，青山口组和嫩江组一、二段为区内主要生油层，姚家组为次要生油层，泉头组上部和登娄库组中部为可能生油层。并指出最有利生油区和有利生油区如下：

最有利生油区：青山口组的范围大致在龙虎泡、红岗子以东、肇州、木头以西，南至华字井一带，北至萨尔图，面积约2万平方公里。嫩江组第一、二段生油层的分布范围，大致是西起龙虎泡、太平川，东至尚家一带，北起李家围子，南至黑帝庙一带，面积2万平方公里以上。

---

❶吉林省地质局松辽石油普查大队，1960，"松辽平原地质构造概述及含油远景初步评价"。

❷地质部第二石油普查大队，1964，"松辽盆地石油地质（1955～1963）年石油地质普查阶段总结报告"。

有利生油区分布在最有利生油区之外围。青山口组西至他拉红、安广和泰和镇，南至长岭，东至绥化、对青山以及莺山，北至林甸之南，面积3万余平方公里。嫩江组一、二段大致西至他拉红、安广、瞻榆一带，南至新安镇、东至莺山、绥化一带，北至林甸，面积4.6万平方公里。

同期石油工业部系统的研究主要有：1960年，石油科学研究院在“松辽平原白垩系生油层研究现状与初步成果（阶段总结）”中，根据松辽盆地白垩纪古地理、沉积环境、若干主要岩石地球化学特点（有机碳含量、有机质总量，以及沥青荧光含量等方面的分析数据）更明确地指出青山口、嫩江组是白垩系的主要生油层，泉头组的生油条件并不十分理想，姚家组在边缘地区为氧化相，无生油可能，但在盆地深处，如大庆长垣地区，也可能具有生油条件。

大庆油田在1963年地质工作总结报告中认为，松辽盆地具有地壳大幅度稳定、快速、广泛的水侵及与此相适应的极为丰富的生物群等一系列特点，证明了松辽内陆断陷盆地，不但能生油，而且能大量生油。报告在1961年研究的基础上，修正了生油层分区指标（表2–6–1），重新指出有利地区（表2–6–2）。

表2–6–1　生油层分区指标表

参数 分区	地球化学相带	铁还原系数	还原硫 (S^{2-}, %)	有机碳含量 (C, %)	发光沥青含量 (B, %)	沥青化程度系数 (B/C)	暗色泥岩连续厚度 (m)	上覆岩层厚度 (m)	其他特征
最有利生油区	还原相	>0.30	>0.4	>0.6	>0.03	>0.03	>100	>600	泥岩中有沥青物质原生显示
较有利生油区	还原相—弱还原相	0.30~0.15	0.1~0.4	0.4~0.6	0.03~0.01	0.03~0.01	>50	>300	泥岩中有沥青物质原生显示
不利生油区	弱还原相—氧化相	<0.15	<0.1	<0.4	<0.01	<0.01	<50	<300	无显示

1963年，石油部松辽石油勘探局地质指挥部在“松辽盆地生油层指标及其特征的初步研究”中，从有机质及其转化、沉积环境等方面入手，分别对松辽盆地的生油层指标及其特征进行了广泛的讨论。并提出了松辽盆地生油层划分标准，认为在一个大的沉积旋回发育过程中，处于急剧下降和稳定下降阶段的沉积有利于生油岩的堆积；在温度高、压力大的还原条件下，将使有机物向石油转化得更多更好；在湖盆中心，生油组合发育地带和构造凹陷地带对生油有利；松辽盆地最好的生油层是嫩一段与青山口组，较好的生油层有嫩二段和姚家组上部，而且中央凹陷带的葡萄花一带是最有利的生油区。

这几份报告基本上反映了60年代的生油岩研究水平。其所取得的认识迄今尚有借鉴价值。它们的特点有三：一是将陆相生油的研究建立在内陆坳陷深湖盆地的基础上，即认为陆相生油主要取决于构造和沉积两个条件，其他如水介质的咸、淡等，都不是主要条件。二是各报告所提出的生油标志和生油岩地球化学指标都是以早期生油理论为依据。认为：只要有机质充沛，有适宜的沉积和保存的构造条件和还原环境条件均能生油。三是认为沉积有机质可以直接转化为石油和天然气，其转化动力主要是细菌活动和地层压力。该阶段对生油岩的探讨主要论其性质，基本上没有作定量研究。这种认识一直延续到1967年。

表2-6-2　生油层有利地区划分表

生油层	最有利生油区范围	较有利生油区范围
青山口组	新店—杏树岗西南，肇州—孤店以西，胡吉吐莫—古龙—查干吐莫一线以东，面积约10800km²	泰康—昌五以南，对青山—青山口以西至泰康—安广以东，向南可至黑帝庙，面积约27000km²
姚家组二、三段	龙1井—升1井—肇州—头台—葡17井—龙1井所圈定之范围，面积约5000km²	最有利区外围北至萨尔图西至英台，南至乾安，东至扶余—对青山一线面积约20000km²
伏龙泉组一段	萨尔图—昌五以南、敖林西伯—红岗子构造以东，朝阳沟—扶余以西向南可能至黑帝庙面积约15000km²	最有利区外围喇嘛甸子构造以南青山口—对青山以西，太来—兰字井以东向南可能至长岭，面积约42000km²
伏龙泉组二、三段		限于中央坳陷区中部喇嘛甸子构造至黑帝庙，西至龙虎泡、红岗，东至丰乐—前郭旗，面积约26000km²

1967年，大庆油田研究院地质实验生油组提交的“松辽盆地石油形成条件阶段总结”报告中对石油的生成过程、动力和起迄界限曾作如下描述：“有机质向石油转化的过程，实质上是由沉积时的有机体，主要受到生物化学作用变成有机淤泥，又逐渐还原、氢化而成为沥青，然后，再由沥青进一步还原氢化，使其中烃类化合物不断增长而形成了石油。这一转化过程在堆积埋藏之后即已开始，直到成岩以后仍在进行。但是，大规模的转化和初次运移则完成于生油岩系成岩固结之前。”这段描述可以说是早期成油说在松辽盆地实践的概要总结，它把热力和压力当作加剧有机质向石油转化的重要因素而不是基本动力。

1962年，J. M. 亨特曾在隔氧的条件下，加热干酪根，获得烃类化合物，从而证实它是生油母质。由干酪根转化成石油，主要营力是温度。有机物经过生物化学阶段的彻底改造，细菌停止活动，有机质的演化过程进入了地温起主导作用的阶段，其温度大约为50～60℃，大量的生油阶段由此开始。与此并行的沉积物成岩作用，已进入晚期阶段。晚期生油说由此得名。

70年代开始，随着晚期生油说的引进，判断生油岩的好坏，主要着眼于三个方面。首先必须有丰富的有机质，可用有机碳作衡量标准；其次要看有多少有机质转化为石油，以总烃与有机碳的比值来反映，同时还必须考虑生油层的厚度、面积。

嗣后人们在研究泰康地区生油层及油气运移规律时，曾以用横坐标表示有机碳含量，以纵坐标表示总烃含量来作生油岩划分标准图（图2-6-1），并结合各组的有机地球化学分析资料，对泰康地区各层组生油条件作出评价。获得的基本结论是：生油岩的优劣，控制着油

源的变化，岩石中有机碳含量不能作为评价生油岩好坏的唯一标准；有机质转化为石油的程度与埋深有关（图2–6–2）。

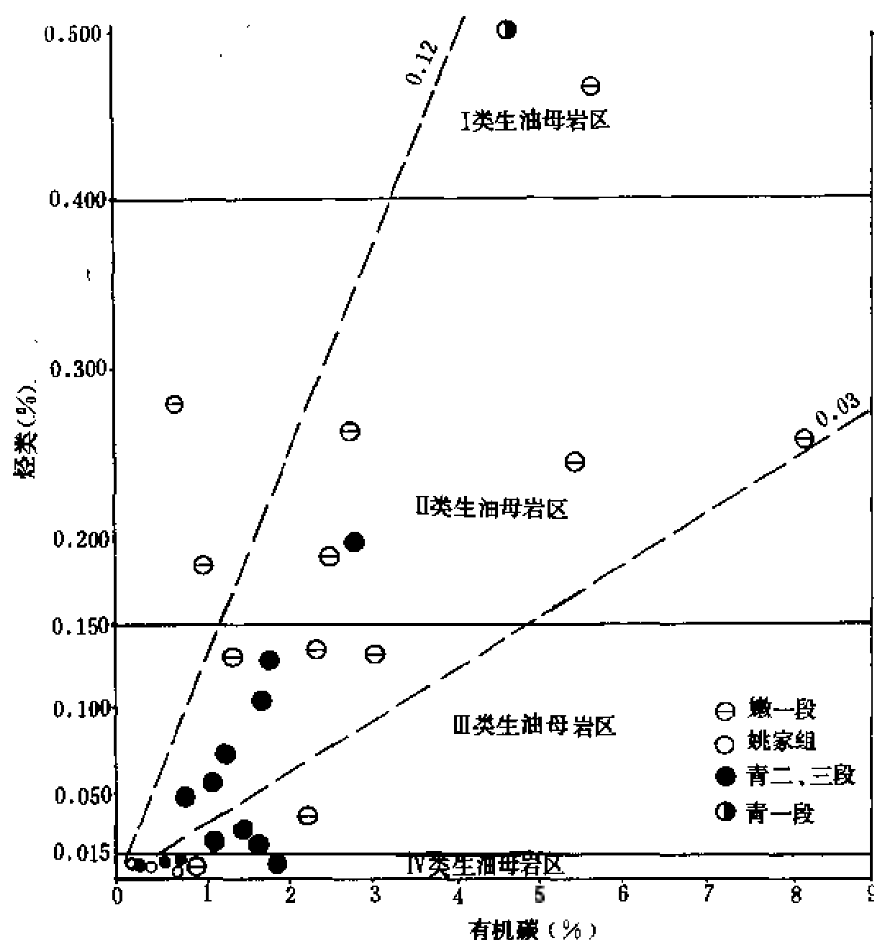


图2–6–1　松辽盆地生油岩划分标准图

1977～1978年间，大庆油田研究院在"松辽陆相沉积盆地石油地质若干规律"中强调了盆地内陆相生油基本条件有三：①必须有丰富的湖生生物为油气提供生油母质；②有将有机物迅速掩埋和保存的沉积环境，即长期沉降的深湖区和还原或弱还原的地球化学环境；③有促进有机质向石油转化的外部条件，即温度和压力。

在这上述3个条件中，特别强调了压力和温度在有机质转化中的作用。认为"适于有机质向石油大量转化的深度应在1300米以下"。人们采用总烃含量和烃碳比来衡量生油岩中有机质生油能力的大小和向石油转化的程度。结果发现，生油层的转化程度与埋藏深度关系密切：当埋深300～600米时，总烃与有机碳的比值小于1%；当600～900米时为1～2%；当埋深1050米，地层温度达51℃时为3%；在此深度以下比值急剧增加，至1600米时，地层温度为71℃，其比值为8%。反映含氧化合物特征的红外线光谱I1700／I1460比值，在600米、1050米、1600米时均出现拐点。从反映成熟度的正构烷烃分布特征看，埋藏深度较浅时，出现较多的齿状奇数碳含量高峰，随着埋藏深度的增加，齿状消失（图2–6–3）。

据此，提出的生油岩划分指标如表2–6–3所示。

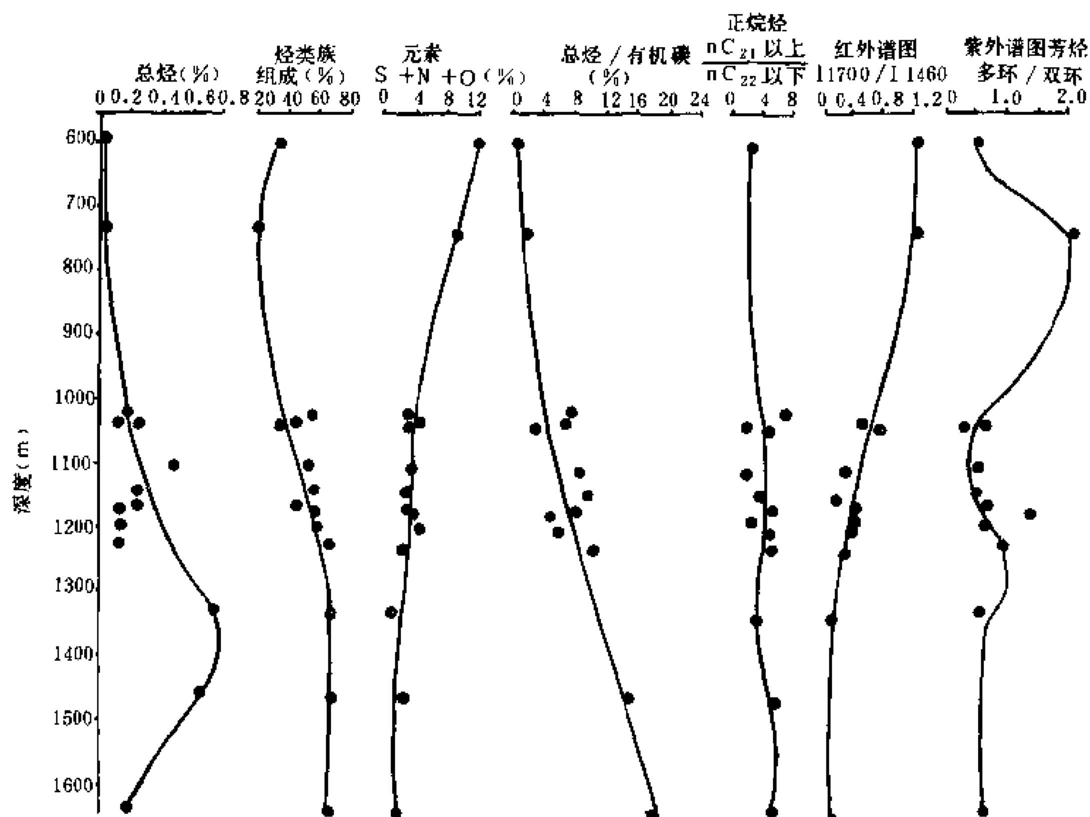


图 2-6-2 松辽盆地嫩一段生油指标与埋藏深度关系图

表 2-6-3 松辽盆地生油岩划分标准表

生油岩类别	一 类	二 类	三 类	四 类
岩性特征	黑色泥岩	黑色—灰色泥岩	灰色—灰绿色泥岩	灰绿色—红色泥岩
有机碳 (%)	>2.0	2.0～0.6	0.6～0.3	<0.3
总烃 (%)	>0.15	0.15～0.02	0.02～0.01	<0.01
转化程度: 总烃/有机碳 (%)	>6	6～3	3～2	<2
OEP	<1.2	1.2～1.4	1.4～1.5	
沉 积 相	深湖相	较深湖、湖湾局部为沼泽相	滨—浅湖相	河流相
生物发育	以介形虫化石为主	以介形虫化石为主，常有软体和植物化石	软体和介形虫化石及植物碎屑	植物碎屑为主
评 价	最有利生油岩	有利生油岩	不利生油岩	非生油岩

评价结果认为：青一段、嫩一段是松辽盆地最好的生油层，青二、三段是盆地内好生油层，姚家组二、三段是非生油层（表2−6−4、2−6−5）。

报告根据上述四段生油层的最有利和有利生油岩体积以及有机地球化学指标，初步计算其运移出去的生油量近100亿吨。这是松辽盆地首次的定量评价。

1980年，大庆油田研究院在"松辽大型湖盆陆相生油特征及烃类演化规律"一文中，综合了以前的研究观点，认为古松辽湖是巨大的富营养型的古淡水—微咸水湖泊，它具有广阔的水域、较深的水体和较好的还原环境，同时有繁盛的浮游生物；大型湖泊生油具有独特的、区别于沼泽的地球化学特征；"披盖式"陆相封闭盆地的高地温场具有明显的聚热效应，为有机质演化提供了良好条件；盆地的中央坳陷区，有机质热成熟演化清楚，划分为未成熟阶段、低成熟阶段、高成熟阶段和过成熟阶段；松辽盆地是一个陆相克拉通内复合型盆地，含有丰富的油气资源；其发育的裂陷期沉积中保存腐殖型干酪根，经受过高温裂解，具有成气条件，是深层的主要目的层；坳陷期沉积保存了丰富的腐泥型有机质，成为主要生油层。湖盆发育过程中的补偿与非补偿的交替沉积，储油层楔入生油层，形成理想的生、储、盖组合，"凹"中"隆"和大型复合三角洲体系的配合，构成陆相特大油田形成的良好位置。

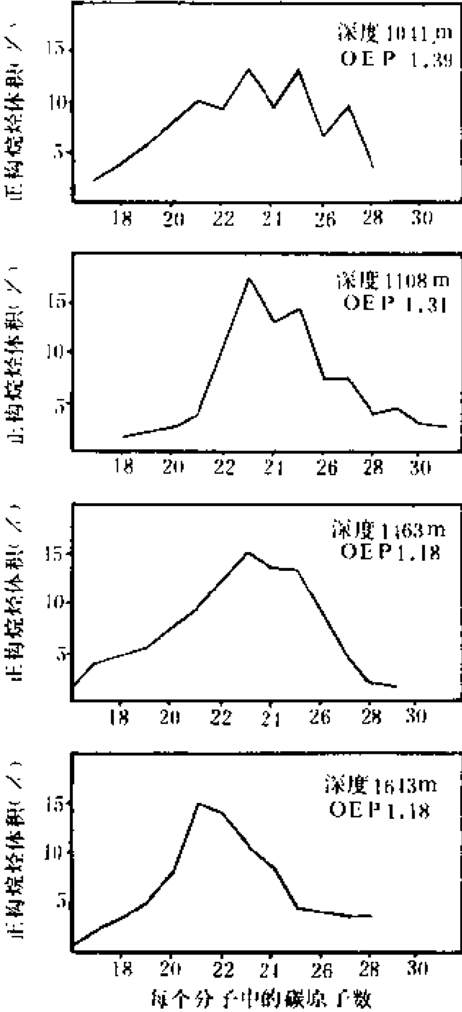


图2−6−3 嫩一段生油岩正构烷烃分布与埋藏深度关系图

表2−6−4 各生油层有机地球化学指标数据表

层位＼指标	有机碳(%)	总烃(%)	总烃／有机碳(%)	有利生油层平均厚度(m)
嫩一段	2.402	0.1467	6.11	95
姚二、三段	0.366	0.0110	3.00	90
青二、三段	0.707	0.0285	4.03	265
青一段	2.207	0.1612	7.30	80

表2−6−5 各层段有利生油区与湖区面积对比表

层位	湖区面积（km^2）			有利生油区面积（km^2）		
	深湖—较深湖	过渡带	湖区总和	一类生油区	二类生油区	有利生油区总和
嫩一段	>100000		>100000	8200	44200	52400
姚二、三段	12400	6100	18500		7800	7800
青二、三段	36000	32000	68000	240	22600	22840
青一段	60100	27600	87700	20600	23800	44400

二、吉林油田的研究现状

1978年开始，吉林油田对松辽盆地南部的生油岩进行了独立研究❶。1983年以前对白垩系，特别对青山口、嫩江两组进行了全面探讨。1983年，随着深层及外围盆地勘探工作的开展，吉林油田管理局又主要从地质角度对侏罗系和第三系之生油前景进行了论证和初步的地球化学研究。

1984年，吉林油田研究院对前人的研究进行了阶段性整理，对松辽盆地南部的生油层进行了全面的综合的评价❷。

1984年以后，研究院对上述新探区的侏罗系、第三系进行较为深入的地球化学研究，并于1987年计算了它们的资源量，从而使生油研究工作覆盖了吉林省各个探区，研究程度大体平衡。鉴于资料的成熟情况，本志仅从1984年以前的成果作为记述对象。

松辽盆地南部生油研究的主要结论是：①松辽盆地是在侏罗纪分散的断陷盆地基础上发育起来的大型陆相盆地，主要发育期是白垩纪。其南部包括大安、乾安、黑帝庙（长岭）和莺山—杏山凹陷以及德惠、梨树等断陷。它们是生油岩形成的基本构造环境。长期发育的淡水—微咸水盆地，繁衍着大量的湖相水生生物，是生油岩的物质基础。②坳陷阶段中—晚期，古松辽湖盆经历了两次兴衰变迁：其主要生油凹陷的主要生油层及生油母质具有丰度高、质量好、类型多、地温梯度高、成熟门限浅、演化序列完整的特点；同时形成了松辽盆地浅、上、中、下及深部5套完整的含油气组合；青山口、嫩江及明水末期多次构造运动，为油气的生成、排出、运移和聚集提供了必要的石油地质条件。③深入计算的结果表明，松辽盆地南部石油总资源量十分可观，其中的70%以上集中在松嫩（松花江和嫩江）以南地区的乾安—长岭凹陷与大安凹陷一带，各凹陷主要生油层就其量级和品级而言，堪称旗鼓相当，它们的青一段、青二段和嫩一段均属最好生油层，其中，嫩一段的生油量或聚集量均可与青一段、青二段媲美，三层石油资源量均达亿吨级。此外，上述两凹陷的嫩二段和嫩三段，莺山—杏山凹陷的青一段和青二段石油资源量均达一定量级，足够聚集形成中、小型规模的油气田。这就是说：①乾安—长岭凹陷与大安凹陷有同样可观的油气资源勘探前景；②在松辽盆地南部萨尔图油层和黑帝庙油层，再找到中小型规模油气田的可能性完全存在；③莺山—杏山凹陷的大三井子、小城子构造很可能找到扶杨油层或高台子油层的构造或复合型油气藏；④地质构造条件特殊的德惠断陷和梨树断陷其侏罗系腐殖型有机质均盛产煤成气，初步推算其总资源量可达数千亿立方米，且已找到数量可观的储量。松辽盆地南段的侏罗系断陷多达24个❸，这预示了深层的天然气勘探具有十分广阔的前景。

松辽盆地南部生油岩研究的特点是起步较晚，但起点较高，这样就有条件大量借鉴前人的成果，并很快应用于生产实践。现在，生油岩的评价，已成为各区块资源评价不可缺少的组成部分，对指导勘探具有重要的参考价值。

深层及外围盆地的勘探实践证明，所谓II_B、Ⅲ型干酪根是能大量生成石油的，但如何对此加以总结，则是今后研究的重要课题。

---

❶王书田，1980，“松辽盆地南部油气生成及运移问题探讨”。

❷张惠，1984，“松辽盆地南部生油层特征及定量评价”（初稿）。

❸其中经过地震证实的有12个。

第二节 生油岩发育的地质背景

一、古松辽湖——淡水内陆湖盆的生油条件良好

古生代末，欧亚大陆形成，区域性南台北槽界限消失，继而受太平洋板块的挤压形成一系列北东向近海内陆盆地。

由于海洋的潮湿气流不断吹向大陆，使近海一带雨量增加，为湖泊的形成提供了外部条件。三江盆地、结雅—布列雅盆地、松辽盆地、海拉尔盆地等都有大量的湖相地层分布。根据这些湖盆的古生物化石的研究，其中绝大多数属于淡水—微咸水湖泊，古松辽湖盆即属此类。

前人对古松辽湖的性质曾有不同的看法。如有人认为盆地曾与海水相连、存在海陆交互相、湖水受海水影响等。但是"近海内陆的淡水—微咸水"的认识始终占主导地位。对此前人曾有周密的论证，指出在松辽盆地内，目前已发现相当数量的陆生生物，如恐龙、蜥、昆虫、植物等，共 17 个属。它们主要分布在湖盆的四周。水生生物化石数量很大，经常堆积成层或组成介壳灰岩。截止 1984 年已发现叶肢介 26 个属，轮藻 27 个属，腹足类 15 个属，介形虫 19 个属，以及一些瓣鳃类、鱼和藻类。其中典型淡水生物占绝对优势。在 1000 多口井，数万块样品的古生物分析中，至今还没发现只能生活于海洋中，且在白垩纪地层中广泛分布的咸水动物化石，例如有孔虫、珊瑚、菊石、箭石等。吉林油田 1984 年的研究也得出了完全相同的结论，认为生物群分异程度低，壳饰简单，地方种属占绝对优势，水介质条件以淡水为主，反映了封闭性淡水湖盆的特征。岩石的地球化学分析与古生物化石指示的水介质条件一致。如硼的含量小于 83.48 毫克／升，锶的含量小于 344.4 毫克／升，Cl^-含量为 0.14～0.35‰，沉积磷酸盐的 Ca／Fe+Ca 值小于 0.6，与海相指标区别明显。总之，通过化石和地球化学等各方面研究，这些化石在松辽盆地的生活环境不应是咸水或半咸水，而应是淡水—微咸水。如果它们是海侵带来的产物，湖中水介质的含盐度必然发生剧烈的变化，盐度起码要大于 3‰。这样淡水生物就要大量死亡，特别是对水体盐度要求比较严格的叶肢介。而实际上含有上述化石的层位中，淡水介形虫和叶肢介更为繁盛。

从登娄库组至明水组的砂岩薄片中都曾见过少量的海绿石颗粒，青二、三段鲕状灰岩中，海绿石的含量比砂岩稍高一点，但其含量和成分明显区别于海相海绿石。它以含铁、贫钾、富铝为特征。其所产出层位的古生物化石和地球化学指标均指示陆相淡水环境，并且所在层位不是最大水侵期的沉积，在湖泊收缩最小时的沉积物中也有海绿石，甚至在一块标本上同时发现海绿石与轮藻化石。因此，可以证明松辽盆地的海绿石是陆相环境的产物。

综合上述讨论，白垩纪时期的松辽湖泊，显然是一个近海的内陆湖泊。白垩纪时的海侵并未侵入亚洲古陆的内部。

二、优越的构造环境及地貌条件

松辽盆地是断坳型盆地，其发育的边界条件是深断裂（详见第二篇第五章）。断裂的长期活动导致盆地的长期下沉，在断裂活动的控制下，于早白垩世开始形成四面环山的地貌景观，构成天然的汇水区。据岩相古地理考证，盆地南部曾有英台、保康、怀德、九台四个古水系，从盆地周围向中央汇聚成湖，形成生油岩沉积的地貌基础。

三、湖盆的两次兴盛期沉积了大量暗色泥岩

松辽盆地的发育过程分为隆起、断陷、坳陷、褶皱四个阶段。断陷期主要是分散的地堑式

沉积。其发育的顶峰，有大套泥岩，其有机质主要来自陆地生物，为煤成气的形成提供母质。

统一的古松辽湖盆形成于白垩纪，即盆地发育的坳陷期，其间曾经历两次兴衰过程。坳陷的特点是：兴急、衰缓（图 2-6-4）。从而造成兴盛期的非补偿式沉积和还原环境，使大量有机物得以保存。这两次兴盛期一次是在泉四段—青二段中期，极盛期在青一段沉积时

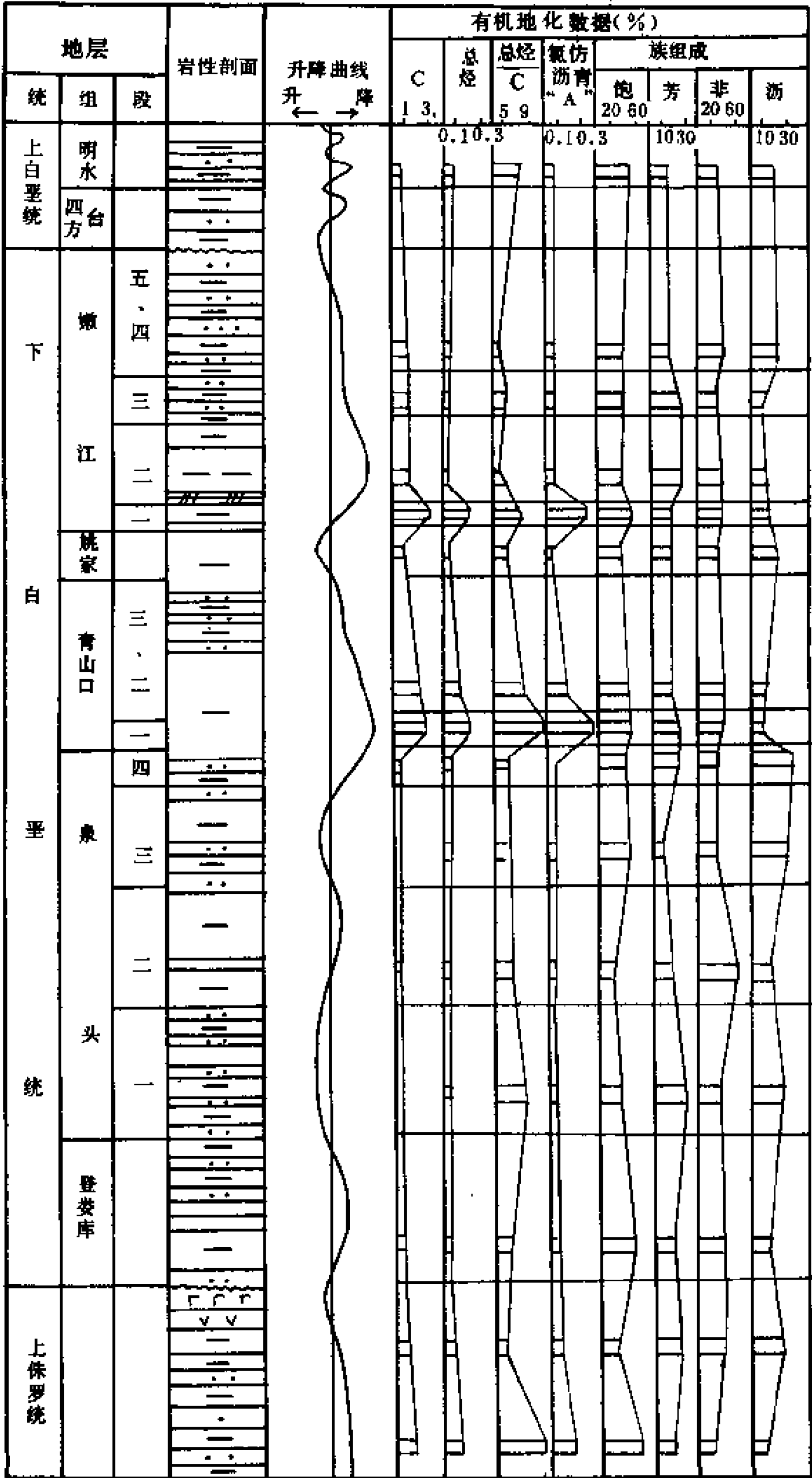


图 2-6-4　松辽盆地南部生油特征图

期。当时的湖区面积达到3万平方公里，暗色泥岩面积为11700平方公里，厚度达61米；另一次在姚三段—嫩四段时期，极盛期在嫩一段沉积时期。当时湖区面积大于10万平方公里，暗色泥岩面积13805平方公里，厚度62米（参见表2–4–6）。这两次兴盛期都是古气候潮湿温暖期，生物大量繁衍，特别是以介形虫为代表的浮游生物和藻类，在泥岩中成层出现。在兴盛期的极盛期阶段，泥岩的生油指标有明显的提高，由表2–4–6可知，松辽盆地泉四段—嫩五段沉积时期暗色泥岩总厚度达100～792米，面积可达86200平方公里。其中有一部分地球化学指标可达Ⅰ类或Ⅱ类生油岩。

四、长期继承性深水沉积凹陷是最有利的生油区

松辽盆地内部存在着三个长期发育的、统一而又有区别的生油凹陷，即齐家—古龙凹陷、长岭凹陷、三肇凹陷（松南地区仅占长岭凹陷，其余两个主体在北部）。这三个凹陷在早白垩世中晚期都是持续下沉继承发展的，在相当长的时间内，沉降中心与沉积中心相吻合。湖盆兴盛期的非补偿沉积形成闭塞缺氧环境，成为良好的生油凹陷。根据有机地球化学指标圈定的有利生油区范围，恰恰与这个长期继承凹陷相一致。相对而言，脱离控制的德惠、梨树和王府凹陷则略逊一筹。

凹陷内的高地温场，为有机质的转化提供了良好的外部条件（详见本篇第五章）。

五、湖盆的兴衰形成多套含油气组合

坳陷期湖盆的兴衰导致平面上砂体与泥岩的消长关系和剖面上叠置关系，从而为含油组合的形成提供了物质基础。松辽盆地南部共有三套生油层，即侏罗系上统生油层、青山口组生油层、嫩江组生油层，楔人生油层之间的砂岩构成储集层，综合起来可归纳为3个生油层、7个储油层、5套含油组合，参见图2–3–1。

第三节　有机质丰度及其分布

有机质丰度可以通过有机碳含量、总烃含量、总烃／有机碳、氯仿沥青“A”等指标来表示。1980年，“松辽盆地南部油气生成及运移问题探讨”一文中引用的松辽盆地南部的有机质丰度指标如表2–6–6。该文将盆地南部各层泥岩生油地球化学数据列入表2–6–7，并结合各层岩性作了详细的说明。总的看来，有机质的富集和盆地发育阶段关系密切。

表2–6–6　生油岩有机质丰度分类指标表

指标项目 / 类别	有机碳 (%)	总烃 (%)	总烃／有机碳 (%)	氯仿沥青“A” (%)
Ⅰ	>1.0	>0.150	>5	>0.250
Ⅱ	1.0～0.5	0.150～0.015	2～5	0.250～0.025
Ⅲ	<0.5	<0.015	<2	<0.025

一、盆地发育初期未发现有利的生油岩系

早白垩世登娄库期以粗碎屑沉积充填在盆地低洼地区，岩性为砂砾岩、砂、泥岩互层。南部登娄库组分布面积为2万平方公里，最大沉积厚度2000余米。登103井的暗色泥岩厚300多米（未穿），占揭露地层的20%。暗色泥岩中炭屑丰富。但据扶深1井和登103井的

12 块样品分析，有机碳含量为 0.42%，总烃含量为 0.007%，表明有机质丰度差(表 2–6–7)。但近期有人推测登娄库组暗色泥岩中，有机质可能在局部富集，特别是在登二段。

表 2–6–7　松辽盆地南部各组段生油地化数据表

层位	有机碳(%)	总烃(%)	氯仿沥青"A"(%)	族组成(%)				总烃/有机碳(%)	样品数[1]
				饱和烃	芳香烃	非烃	沥青质		
K_2m	0.506	0.014	0.022	46.09	11.09	24.09	18.73	2.8	4
K_1n^4	0.824	0.009	0.014	31.52	21.99	31.78	14.71	1.2	7 (2)
K_1n^3	0.882	0.014	0.019	35.75	22.85	32.04	9.36	1.6	13 (6)
K_1n^2	1.118	0.024	0.043	34.09	21.40	35.67	9.39	2.1	9 (5)
K_1n^1	2.717	0.220	0.350	44.77	16.05	30.42	8.76	8.1	14 (4)
K_1y	0.573	0.028	0.035	34.41	11.82	44.24	10.42	4.9	23 (7)
K_1qn^{2+3}	0.973	0.072	0.104	38.23	18.56	32.31	11.03	7.4	95 (8)
K_1qn^1	2.242	0.210	0.317	46.00	19.45	28.67	5.95	9.4	69 (2)
K_1q^4	0.420	0.019	0.023	41.99	19.06	20.59	18.37	4.5	24 (7)
K_1q^3	0.323	0.004	0.005	52.50	9.45	10.33	28.97	1.0	4
K_1q^2	0.190	0.004	0.011	21.83	15.65	47.90	14.63	2.5	2
K_1q^1	0.180	0.005	0.013	22.97	21.62	37.84	17.57	2.8	1
K_1d	0.405	0.007	0.013	37.87	17.80	34.21	10.19	1.7	13 (1)
J 上部	0.795	0.005	0.015	16.53	19.99	28.68	35.40	0.6	11 (1)
J 下部	1.600	0.069	0.103	40.46	21.61	17.21	30.72	4.9	4

①括号里的数据为 1980 年样品数。

早白垩世泉头期，为地形夷平期。泉头组为一套红色粗碎屑岩，厚达 2000 余米，其中只有少量暗色泥岩薄层，地球化学指标低，平均有机碳含量小于 0.5%，总烃含量小于 0.015%，芳香烃接近或大于饱和烃，具有腐殖型生油母质特征。

登娄库、泉头组有机质丰度均为Ⅱ、Ⅲ类指标，为不利生油岩。

二、有利生油岩系形成于盆地发育中期

盆地发育中期为稳定沉降阶段，湖盆曾两度兴盛（参见表 2–4–6、图 2–6–4）。湖盆兴盛时期，气候温暖潮湿，沉降速度大于补偿速度，造成非补偿性沉积。

青山口早期的湖区面积为 3 万平方公里（参见图 2–4–15C），湖生生物繁盛，为生油岩提供大量脂肪类有机质。此时，深湖及半深湖面积广，以黑色泥岩沉积为主。沉积中心在大安—乾安一带。大 8 井地层厚 649 米，暗色泥岩厚 626.5 米，向西、南、东方向变薄，上部出现红色、绿色、黑色泥岩互层，且砂岩加厚。黑 2 井地层厚 629.5 米，暗色泥岩厚 93 米。东南隆起区也普遍明显减薄。

青一段平均地球化学指标：有机碳为 2.242%，总烃为 0.210%，总烃／有机碳为 9.4%，氯仿沥青“A”为 0.317%，为Ⅰ类生油岩。青二、三段指标较低，为Ⅱ类生油岩。

嫩江组沉积早期，湖区面积达 10 万平方公里，沉积中心仍在乾安一带（参见图 2–4–15H、2–4–16），沉积厚度达 905 米，中、下部以暗色泥岩沉积为主，盛产介形虫、叶肢介及鱼类化石。嫩一段有机质极为丰富，有机碳平均含量为 2.717%、总烃为 0.220%、总烃／有机碳为 8.1%、氯仿沥青“A”为 0.350%，为Ⅰ类生油岩。嫩二段顶部有机碳平均为 1.118%、总烃 0.024%、总烃／有机碳为 2.1%、氯仿沥青“A”为 0.043%，达到Ⅱ类生油标准，顶部指标略低。嫩三段沉积时期湖水开始收缩，有机质丰度低（参见表 2–6–7）。

湖盆衰退期，气候干燥，沉降速度小于补偿速度，湖区面积缩小，以氧化环境沉积为主，泛滥平原相及其他水上沉积扩大。

姚家组沉积时期，湖水收缩到大安一带，面积只有 4000 平方公里。除大安地区姚家组以灰绿、灰、灰黑色泥岩为主外，其他地区为红色泥岩。处于沉积中心的大 8 井地层厚 198 米，暗色泥岩厚 176 米。暗色泥岩向周围地区减薄，红色泥岩相对加厚。平均地球化学指标：有机碳含量为 0.573%、总烃为 0.028%、总烃／有机碳为 4.9%、氯仿沥青“A”为 0.035%。大安地区也接近这个指标，表明有机质丰度普遍较差。

第二个收缩期形成的嫩四、五段，岩性为砂、泥岩互层，沉积岩以红色为主，有机质丰度低，属不利生油岩。

尽管湖盆有兴有衰，湖区面积时涨时缩，但长岭凹陷北部的大安地区存在着相对稳定的沉积中心，是本时期的有利生油区。

三、盆地发育晚期生油岩的分布面积小

盆地发育的晚期是湖盆萎缩期。湖水收缩在红岗至黑帝庙一带，并且水体变浅。上白垩统明水组最大厚度为 617.5 米，暗色泥岩只有 50～60 米，埋深 300～650 米，产介形虫、软体动物和植物化石。红岗地区样品的分析结果，平均有机碳为 0.506%，总烃为 0.014%，有机质丰度较差，并且尚不成熟。

四、有机质分布特征

1984 年，吉林油田研究院将古龙—大安和乾安—长岭两凹陷的青山口组和嫩江组地球化学数据列成表 2–6–8，集中地说明了这两个凹陷的有机质丰度的纵向分布规律。结论

表 2–6–8　松辽盆地南部主要凹陷生油层地化数据表

层位 ＼ 凹陷 / 指标 / 数据①	古龙—大安凹陷				乾安—长岭凹陷			
	C (%)	氯仿沥青“A” (%)	总烃 (%)	级别	C (%)	氯仿沥青“A” (%)	总烃 (%)	级别
K_1n^3	1.101	0.028	0.018	差	0.906	0.035	0.014	差
K_1n^2	2.054	0.065	0.036	较好	1.294	0.057	0.032	较好
K_1n^1	2.978	0.300	0.176	最好	1.743	0.261	0.213	最好
K_1qn^3	1.300	0.151	0.116	好	0.487	0.013	0.009	差
K_1qn^2	1.558	0.149	0.092	好	1.265	0.193	0.136	好
K_1qn^1	2.442	0.310	0.184	最好	1.967	0.355	0.241	最好

①各项指标暂取算术均值。

是：松辽盆地南部早白垩世中—晚期（青山口—嫩江组）有机质含量相当丰富，特别是湖盆兴盛期，有机质丰度高，质量好。初步计算松辽盆地南部白垩系青一、二、三段和嫩一、二、三段6个生油层，生油岩总体积及有机碳等总含量（表2-6-9），所得出的结论与上述湖盆兴衰的规律也完全一致。

表2-6-9 松辽盆地南部生油层有机质含量表

层位＼项目数据[①]	生油岩总体积 (km^3)	有机碳含量 (亿t)	氯仿沥青"A"含量 (亿t)	烃含量 (亿t)	单位体积有机碳含量 (亿t/km^3)	单位体积氯仿沥青"A"含量 (亿t/km^3)	单位体积烃含量 (亿t/km^3)
K_1n^3	337.84	75.10	2.55	1.18	0.222	0.008	0.004
K_1n^2	929.16	352.46	12.96	7.23	0.379	0.014	0.008
K_1n^1	662.85	351.29	42.50	29.91	0.530	0.064	0.045
K_1qn^3	240.56	63.72	6.97	5.35	0.265	0.029	0.022
K_1qn^2	892.92	291.17	34.59	22.94	0.326	0.039	0.026
K_1qn^1	568.95	304.95	43.99	27.41	0.536	0.077	0.048
合计	3632.28	1438.69	143.56	94.02	—	—	—

①各项有机质含量暂用算术平均值。

第四节 有机质类型

一般认为，有机质类型是判别该类有机质生成石油或天然气及其能力的一个重要指标。一般来讲，从Ⅰ型到Ⅲ型有机质生油能力逐渐减弱，而Ⅲ型（以陆生植物残体为主）则主要生成天然气和轻质油，而且在转化过程中消耗的能量逐渐增加。

吉林油田结合松辽盆地南部实际情况，采用干酪根元素比值、热解色谱、族组成及干酪根镜下鉴定结果等指标，将干酪根划分为：Ⅰ类腐泥型，$Ⅱ_A$类腐殖—腐泥型，$Ⅱ_B$类腐泥—腐殖型，Ⅲ类腐殖型（表2-6-10）。

表2-6-10 有机质类型划分标准表

类型＼标准项目	干酪根元素		热解色谱		干酪根镜下观察			饱和烃 (%)	芳香烃 (%)	饱和烃/芳香烃
	H/C	O/C	I_H (mg/g)	I_O (mg/g)	形状	类质体 (%)	镜质体 (%)			
腐泥型	>1.50	<0.10	>600	10～30	絮状	>80	<20	>40	5～10	>2.0
腐殖—腐泥型	1.50～1.00	0.10～0.15	600～400	20～60	定形物质<10%	80～50	20～50	40～20	10～15	2.0～1.5
腐泥—腐殖型	1.00～0.65	0.15～0.25	400～100	20～150	定形物质10～25%	50～20	50～80	20～10	15～20	1.5～1.0
腐殖型	<0.65	>0.25	<100	>20～150	定形物质>25%	<20	>80	10～5	20～30	<1.0

一、有机质类型分布状况

对古龙—大安凹陷、乾安—长岭凹陷各主要生油层的有机质分类指标进行测试，结果列如表 2-6-11。

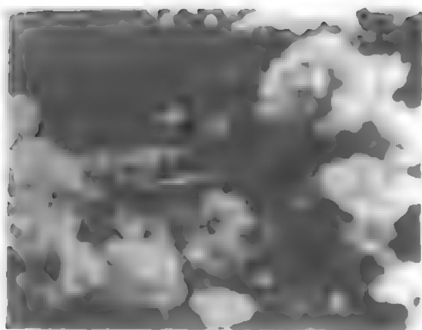
表 2-6-11 松辽盆地南部白垩系生油层有机质类型表

数据 项目 / 层位	干酪根元素		热解色谱		干酪根镜下观察		饱和烃	芳香烃	饱和烃／芳香烃	类型
	H／C	O／C	I_H (mg／g)	I_O (mg／g)	类质体 (%)	镜质体 (%)	(%)	(%)		
K_1n^3	–①	–	<100	20～120	微量	占绝大部分	28～43	11～13	2～4	Ⅲ
K_1n^2	–	–	120～360	10～25	占大部分	少量	23～41	11～19	2～2.5	Ⅱ
K_1n^1	–	–	400～740	13～272	–	–	54～71	12～20	2.8～4.9	Ⅰ
K_1qn^3	<0.9	0.27～0.66	50～600	10～100	–	–	16～65	14～52	0.31～3.4	$Ⅱ_A$—Ⅲ
K_1qn^2	1.2～1.44	0.33～0.78	200～800	10～60	占大部分	少量	21～61	15～48	1～4	Ⅰ—$Ⅱ_A$
K_1qn^1	1.45～1.75	0.02～0.07	440～1040	10～30	占绝大部分	微量	38～58	16～23	2～3	Ⅰ

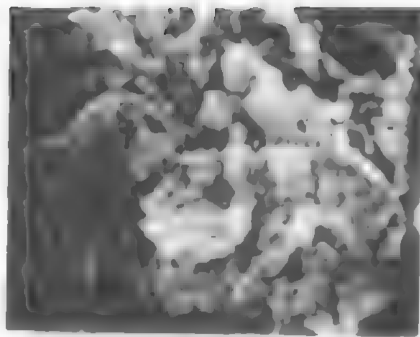
①为无资料。

古龙—大安凹陷和乾安—长岭凹陷的青山口组第一段有机质的类型基本一致，其干酪根镜下观察，绝大多数为无定型絮状物质（图 2-6-5），呈黄或褐黄色，是典型的富含脂族的生物形成的，干酪根元素分析表明（图 2-6-6），氢碳原子比值集中在 1.45～1.75 之间，而氧碳原子比值主要集中在 0.02～0.07 之间。在热解色谱氢、氧指数图（图 2-6-7A）上，乾安—长岭凹陷氢指数在 160～870 范围内，氧指数集中在 4～30 范围内，而古龙—大安凹陷氢指数分布在 440～1040 之间，氧指数分布在 10～30 范围内。可溶有机质资料表明，两个凹陷饱和烃含量在 38～58%之间、芳香烃含量在 16～23%之间、饱芳比在 2～3 之间。据此并结合本期古地理环境综合判断，应属Ⅰ类腐泥型干酪根。推测王府凹陷本段亦属Ⅰ类干酪根。

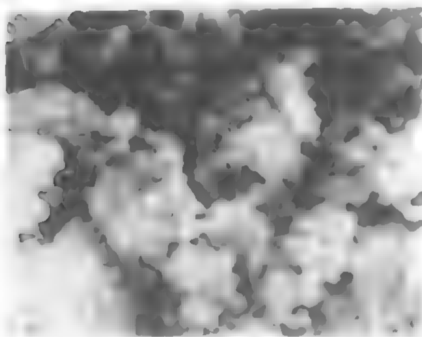
青山口组第二段，干酪根镜下观察仍以无定型絮状物质为主，含少量边缘清楚的定形物质；两凹陷干酪根元素组成、碳氢原子比值，均集中在 1.2～1.44 之间；而氧碳原子比值则分布在 0.33～0.78 之间。在热解色谱氢、氧指数图（图 2-6-7B）上，氢指数主要分布在 200～800 之间；氧指数主要分布在 10～60 之间。可溶有机质资料表明，两个凹陷的饱和烃含量在 21～61%之间，大部分大于 40%；芳香烃含量在 15～48%之间，大部分集中在 20%左右；饱和烃与芳香烃比值在 1～4 之间，大部分大于 2。综合上述指标认为，两个凹陷的青山口组第二段有机质类型以Ⅰ类腐泥型干酪根为主，在乾安地区含有部分$Ⅱ_A$类干



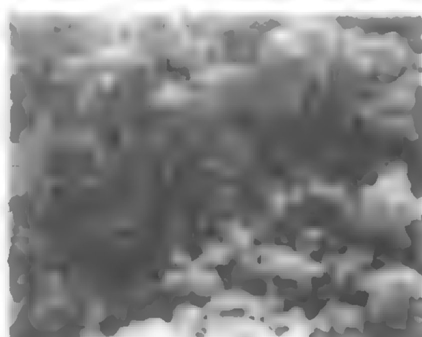
1 气8井 380.10m K_2n^1 混合型



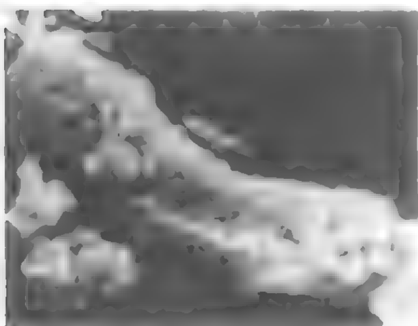
4 木34井 759.80m K_1qn^1 腐泥型



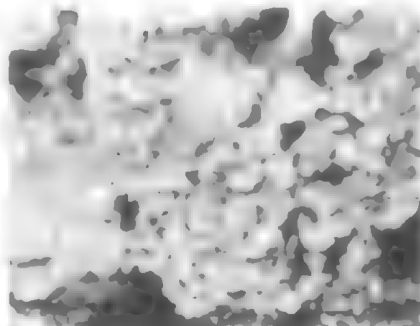
2 大116井 889.50m K_1n^3 腐泥型



5 红16井 1549.00m K_1qn^2 腐泥型

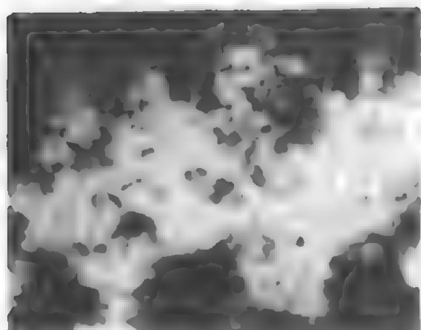


3 新173井 1258.81m K_1qn^1 腐泥型

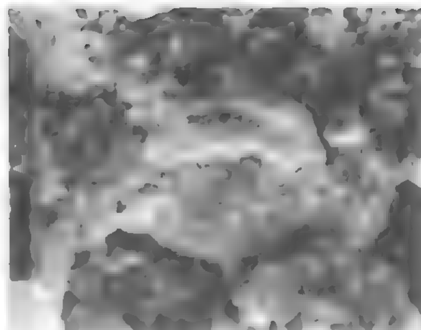


6 松南3井 2296.00m K_1qn^2 腐泥型

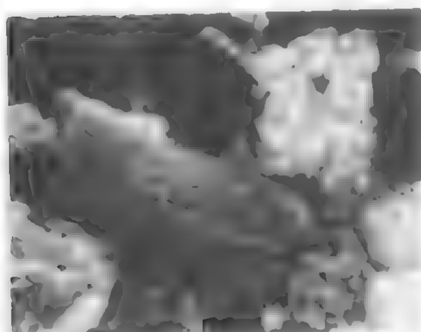
图 2-6-5



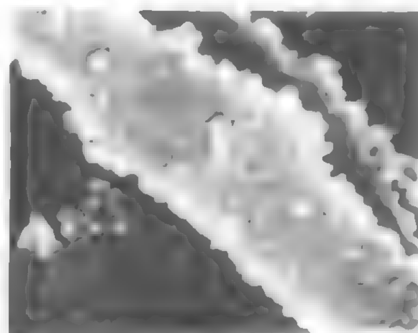
7 乾113井 1527.79m K_1n^1 腐泥型



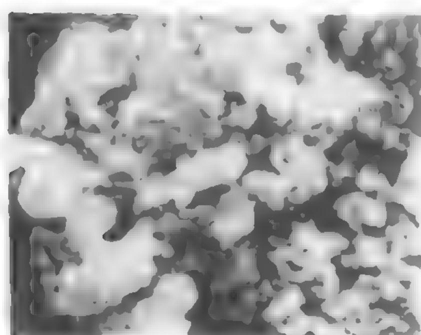
10 乾101井 K_1qn^1 1580.90m 腐殖型



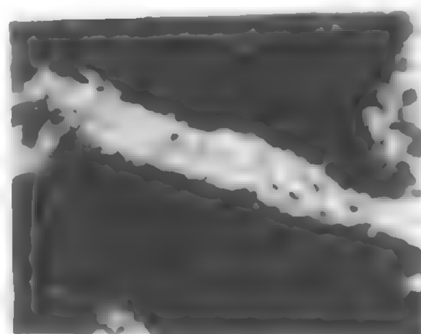
8 孤6井 1464.50m K_1n^2 混合型



11 孤6井 K_1qn^1 1531.00m 具生物结构



9 乾深8井 1963.00m K_1qn^2 腐泥型



12 孤6井 K_1qn^2 1464.50m 腐殖型

图2-6-5 干酪根镜下鉴定结果

酪根，比青山口组第一段稍差。

两个凹陷中青山口组第三段的干酪根中，氢碳原子的比值多数小于0.9，而氧碳原子比值则分布在0.27～0.66之间；在热解色谱氢氧指数图（图2-6-7C）上，各点多落在Ⅲ类干酪根范围内，仅有古龙—大安凹陷的少数几个点分布在$Ⅱ_A$或$Ⅱ_B$区间内。可溶有机质资料分析表明，饱和烃为16～65%；芳香烃为14～52%；饱芳比为0.31～0.34之间。综合分析上述各项指标，判定古龙—大安凹陷青三段干酪根为$Ⅱ_A$—$Ⅱ_B$类，而乾安—长岭凹陷则以Ⅲ类为主，仅有部分为$Ⅱ_B$类。

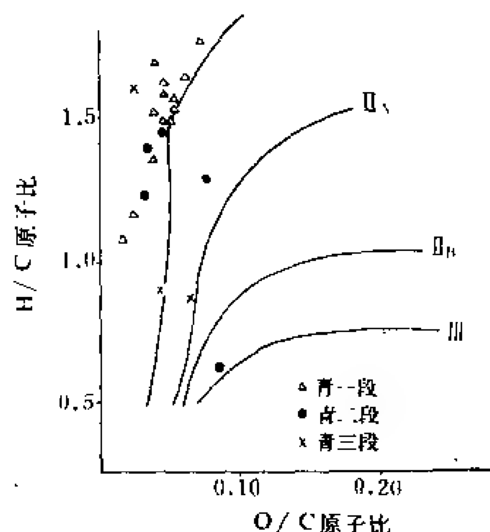


图2-6-6　松辽盆地南部K_1qn干酪根元素比值图

嫩江组第一段在两个凹陷内有机质的含量和干酪根的形状与青山口组第一段相接近（图2-6-7D）。其氢指数为400～700；而氧指数为13～272。从可溶有机质来看，古龙—大安凹陷饱和烃含量为33.5～71%，平均为46%；芳香烃含量为6～24%，平均为14%；饱芳比为1.4～6.6，平均为3.3。乾安—长岭凹陷饱和烃含量为54～63%，平均近59%；芳香烃含量为12～20%，平均为17%左右；饱芳比为2.8～4.9，平均为3.3。故两凹陷生油层均为富含脂类化合物的有机质，为Ⅰ类腐泥型干酪根。

嫩江组第二段热解色谱分析表明，其氢指数为120～360，氧指数大部分为10～25。可溶有机质资料表明，饱和烃含量为23～41%，平均为38%；芳香烃含量为11～19%，平均为16%；饱芳比为2～2.5，故判定其有机质类型为Ⅱ类。

嫩江组第三段的热解色谱分析表明，其氢指数大部分均小于100，而氧指数则为20～120。据可溶有机质分析，其饱和烃含量为28～43%，平均为37%；芳香烃含量为11～13%；平均为12%；饱芳比一般为2～4，平均为3。故其有机质以Ⅲ类为主。

二、沉积相带控制着有机质类型的分布

如前文所述，松辽盆地湖盆的两次兴盛期是青山口组第一、二段和嫩江组第一、二段沉积时期，尤其是青一段和嫩一段时期最为兴盛。湖盆的两次衰退期是青三和嫩三—五时期。

上述有机质类型划分结果表明，青一段和嫩一段在古龙—大安凹陷和乾安—长岭凹陷均为Ⅰ类腐泥型有机质，是最好的生油岩，它们几乎都在当时的半深湖—深湖相区内；青二段沉积时期，盆地南部湖区略向北移，故古龙—大安凹陷有机质类型仍为Ⅰ类腐泥型，而乾安地区有部分$Ⅱ_A$类；嫩二段沉积时期，可能由于湖水稍浅，盐度略高及样品不足等原因，初步判定其有机质为$Ⅱ_B$类；青三段沉积时期，湖区进一步收缩（参见图2-4-15E），故古龙—大安凹陷有机质为$Ⅱ_A$类和$Ⅱ_B$类。乾安地区以Ⅲ类为主，部分为$Ⅱ_B$类。嫩三段沉积时期，湖区亦明显收缩，两个凹陷有机质均属Ⅲ类。可见，有机质类型的分布受沉积相带的控制。

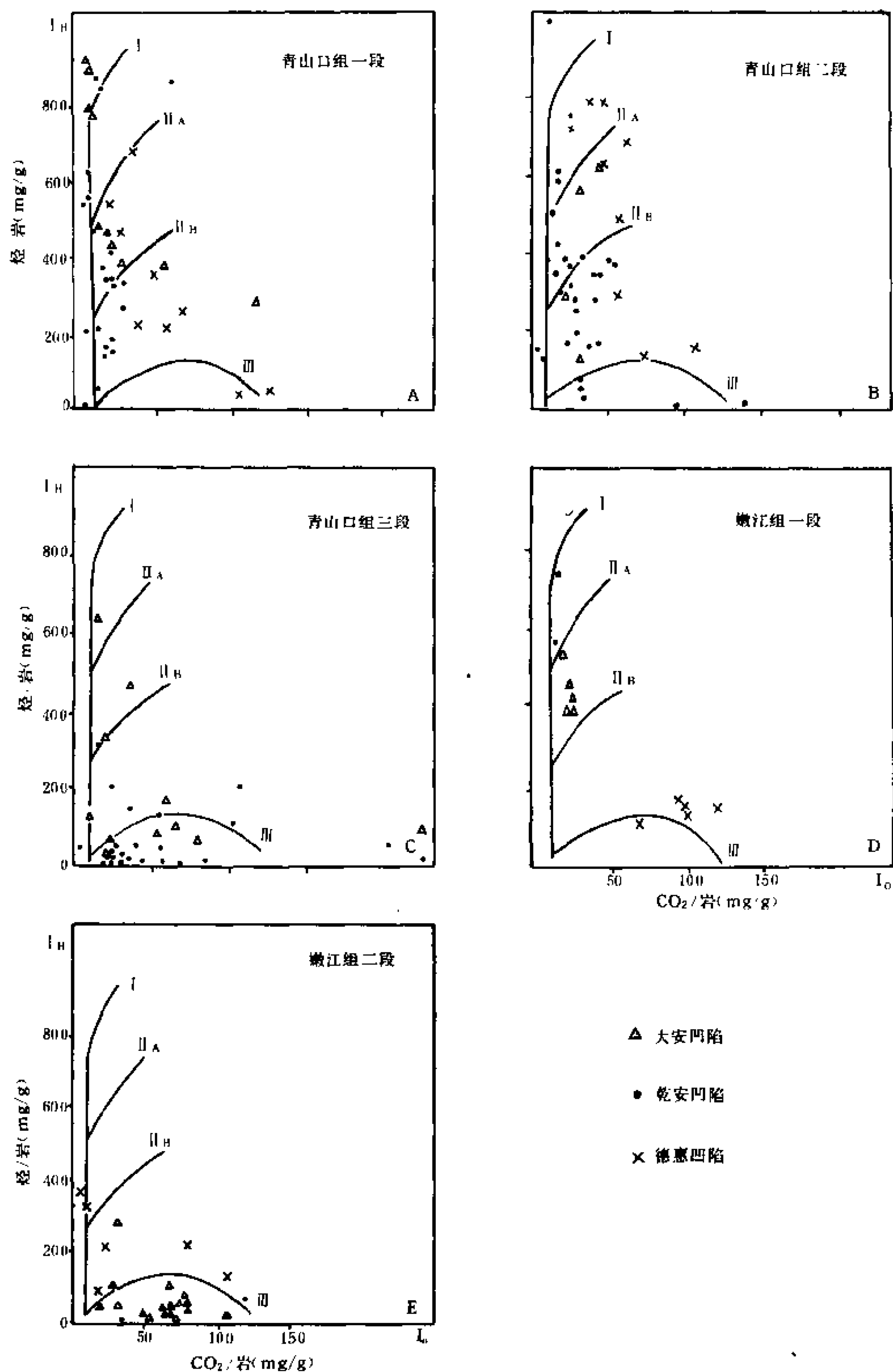


图 2-6-7 松辽盆地南部下白垩统生油岩氢—氧指数图

第五节 有机质演化特征

目前，世界大多数石油地质工作者，接受了干酪根热降解成油理论，即认为石油主要是由沉积岩中不溶有机质——干酪根在地温场的作用下，经热降解转化而成。它存在一个由未成熟—成熟—过成熟的演化过程。研究认为，松辽盆地南部具有地温场强，地温梯度高，成熟门限浅，演化序列完整的特点。

一、地温场、地温梯度

松辽盆地较其他盆地具有较高的地温梯度（平均大于4℃／100米）（表2-6-12）和较高的热流值（平均为1.7微卡／厘米^{2}秒）（表2-6-13）。反映其地温场是相当强的。

表2-6-12 中国含油气盆地地温梯度表

数据＼地区／项目	准噶尔	柴达木	酒泉	鄂尔多斯	四川		华北		松辽	
	克拉玛依	花土沟	老君庙	庆阳	阳高寺	龙女寺	港东	胜坨	葡萄花	南部
地温梯度（℃／100m）	2.0	2.5	3.2	3.0	3.4	2.6	3.5	3.6	4.0	4.14
深度范围（m）	200～2000	500～2500	100～3000	850～2000	200～4000	100～6010	750～2978	600～3200	100～3900	100～2350

表2-6-13 松辽盆地大地热流与外区对比表

数据＼地区／项目	松辽盆地					华北地区			地	古生代	大陆	边缘	全球
	杏4井	同深1	乾102	召12	平均	淄博	罗河	平均	盾	褶皱区	裂谷	海盆	平均
热流值（微卡／厘米^{2}秒）	1.07	1.84	1.54	2.34	1.70	0.96	1.48	1.22	1.0	1.4	2.0	1.8	1.5

但是，各地区、各层段的地温场是有变化的（表2-6-14），按下白垩统泉四段—嫩五段计算，其地温梯度在盆地南部以长春岭和扶余地区最高，分别达7.87℃／100米和6.06℃／100米；小城子一带地温梯度最低，为4.12℃／100米（图2-6-8、表2-6-14）。就各层段而言，青一段平均地温梯度最高，为8.19℃／100米，青二段和嫩一、二段平均地温梯度较高，分别为5.78℃／100米和5.77、5.34℃／100米，这与青一、二段和嫩一、二段，为古松辽湖盆两次兴盛期所产生的由一套热导率低、有机质含量高的泥、页岩夹油页岩的组合是吻合的（图2-6-9、2-6-10、2-6-11）。

二、成熟门限浅、演化序列完整

（一）有机质演化特征

1. 镜质体反射率随埋深的变化

由于镜质体反射率具有不可逆性，可以作为“古温度计”来分析某一地区、某一层段在地史上曾经达到的最高温度提供了可能。通过对松辽盆地南部下白垩统主要生油层的研究，认为镜质体反射率在本区划分演化阶段的参数范围是$R_o<0.5\%$为不成熟带；$R_o=0.5\sim1.3\%$为成熟带；$R_o=1.3\sim2.0\%$为高成熟带；$R_o>2.0\%$为过成熟带。

表 2-6-14　松辽盆地南部地温梯度一览表

地温梯度（℃／100m）＼地区 层位	新立 （新 228 井）	木头 （木 21 井）	扶余 （探 14 井）	长春岭 （扶 223）	小城子 （城 2 井）	乾　安 （乾深 3 井）	平均
嫩　五　段	–	–	–	–	–	3.09	3.09
嫩　四　段	3.65	3.50	–	–	–	3.35	3.50
嫩　三　段	4.53	4.00	4.86	–	–	4.78	4.54
嫩　二　段	5.79	5.22	6.11	–	4.50	5.08	5.34
嫩　一　段	6.71	5.83	7.33	–	3.71	5.29	5.77
姚二、三段	5.16	4.60	6.00	–	3.38	4.41	4.71
姚　一　段	5.54		7.00	–	2.50	3.90	4.71
青　三　段	6.00	–	–	–	1.70	3.82	3.84
青　二　段	7.68	4.87	5.71	7.87	3.65	4.88	5.78
青　一　段	9.20	6.50	8.20	10.17	8.83	6.22	8.19
泉　四　段	4.36	–	3.29	5.56	4.67	3.91	4.36
平　　　均	5.86	4.93	6.06	7.87	4.12	4.43	–

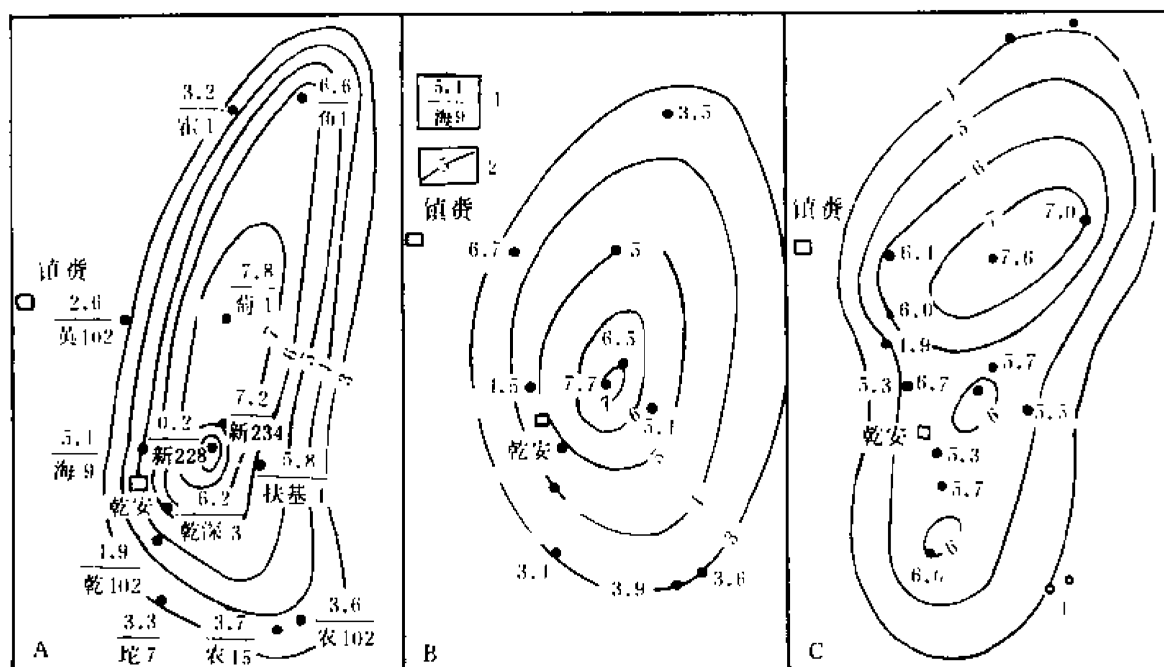


图 2-6-8　松辽盆地南部下白垩统地温梯度等值线图

A—青山口组一段；B—青山口组三段；C—嫩江组一段；

1—上为地温梯度（℃／100 米），下为井号；2—地温梯度等值线（℃／100 米）

大安凹陷和乾安—长岭凹陷镜质体反射率随埋深增加而增大（图 2-6-12、2-6-13），前者的青山口组当埋深小于 1250 米时，R_o<0.5%；埋深 1250～2020 米时，R_o 为 0.5～1.3%；埋深 2020～2800 米时，R_o 为 1.3～2.0%（计算）；而当埋深大于 2800 米时，镜质体反射率大于 2.0%（计算）。后者的青山口组中，当埋深小于 1300 米时，镜质体反射率小于 0.5%；埋深 1300～2320 米时，R_o 为 0.5～1.3%；埋深 2320～3000 米时，R_o 为 1.3～2.0%（计算），大于 3000 米时镜质体反射率大于 2.0%。

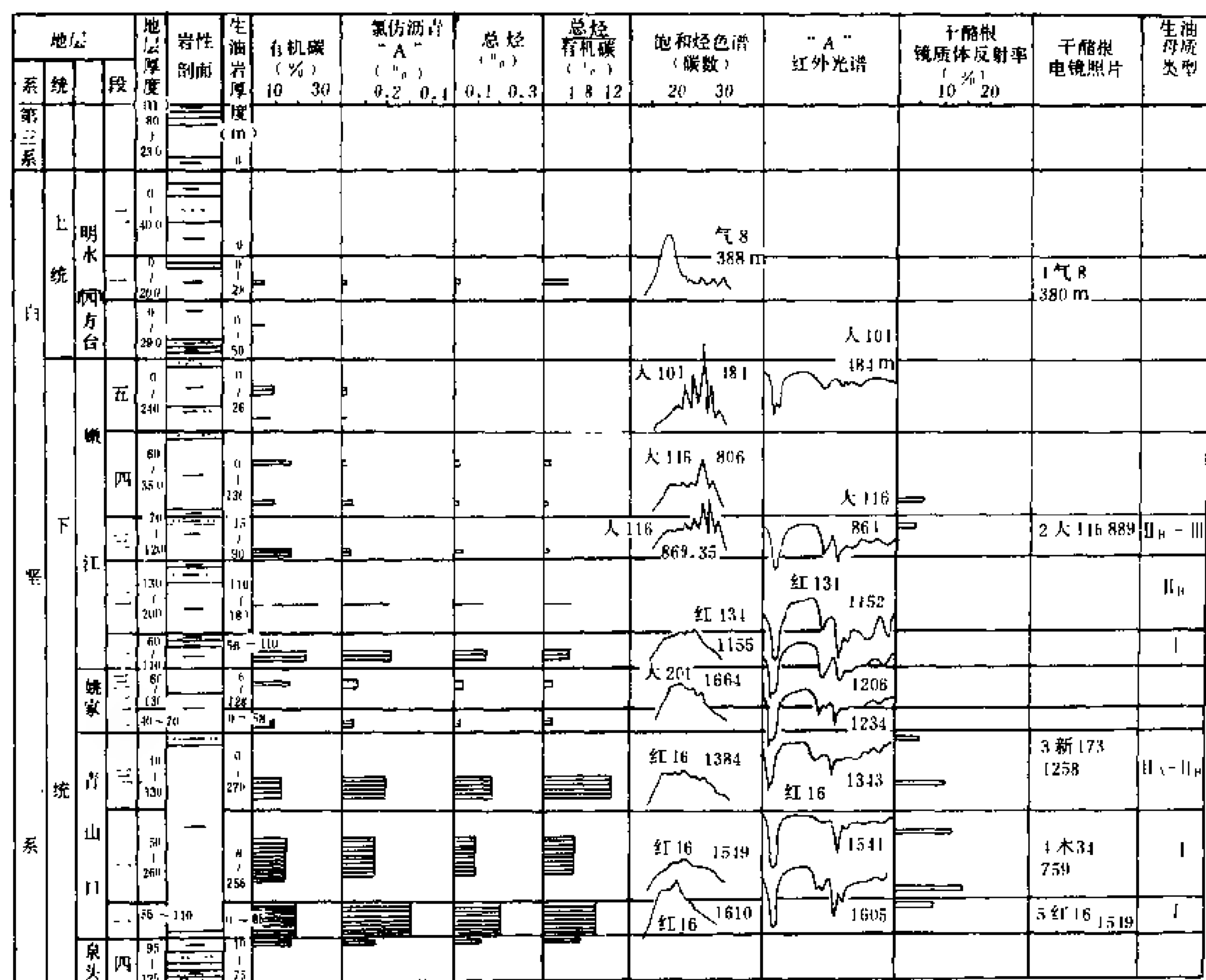


图 2-6-9　松辽盆地南部古龙—大安凹陷地球化学综合剖面图

2. 氯仿抽提物演化特征

大安凹陷和乾安—长岭凹陷的氯仿沥青"A"及其族组成、烃化率(烃／C)均随埋深加大而呈有规律的变化。前者在 1250 米以上时，饱和烃含量小于 30%，烃化率小于 3%，说明生油岩尚未成熟；1250～1900 米至 2020 米时，饱和烃明显增高，而非烃则急剧减少，烃化率逐渐增大，表明演化程度加深；但在 2020 米以下，烃化率反而减小，说明干酪根进一步裂解，轻烃大量生成。后者在 1300 米以上，饱和烃含量小于 30%，烃化率小于 3%，油气尚未大量生成；1300～2300 米饱和烃、烃化率等均增大，非烃有减少的趋势，可见演化程度增高，按前者演化趋势推算，在 2320 米以下饱和烃及氯仿沥青"A"、烃化率均将减少。

3. 正构烷烃演化特征

正构烷烃的高低受生油母质类型、特别是受演化程度控制。松辽盆地南部，不论是大安凹陷还是乾安—长岭凹陷，不论是青山口组还是嫩江组生油岩，其正构烷烃色谱分析资料表明，随埋深增加主峰碳数前移，奇偶优势消失，轻重碳比值升高，OEP 值变小逐渐接近或等于原油的数值，其成熟生油岩 OEP 值分布范围在 1.06～1.24 之间。

4. 氯仿沥青“A”红外光谱演化特征

氯仿沥青“A”中的饱和烃、芳香烃、非烃及沥青质含有各种有机官能团，其随演化程度加深呈有规律的变化，故利用各种官能团的变化规律，可以研究演化程度的高低。

对大安、乾安两凹陷生油岩的氯仿沥青“A”红外光谱特征的研究发现，反映饱和烃的 5 个吸收峰（$2920cm^{-1}$、$2860cm^{-1}$、$1460cm^{-1}$、$1380cm^{-1}$ 和 $720cm^{-1}$），随埋深增大强度增大；而反映含杂元素基团的吸收峰（$1700cm^{-1}$ 或 $1710cm^{-1}$）强度明显减弱，甚至消失；与此同时，反映芳香烃的吸收峰（$1600cm^{-1}$、$860cm^{-1}$、$810cm^{-1}$ 和 $740cm^{-1}$）也变弱，可见，随埋深增加，地温升高，其演化程度逐渐加深。

（二）成熟门限的确定

生油门限的高低取决于生油岩的时代、生油母质类型及古地温等诸因素。不同凹陷或同

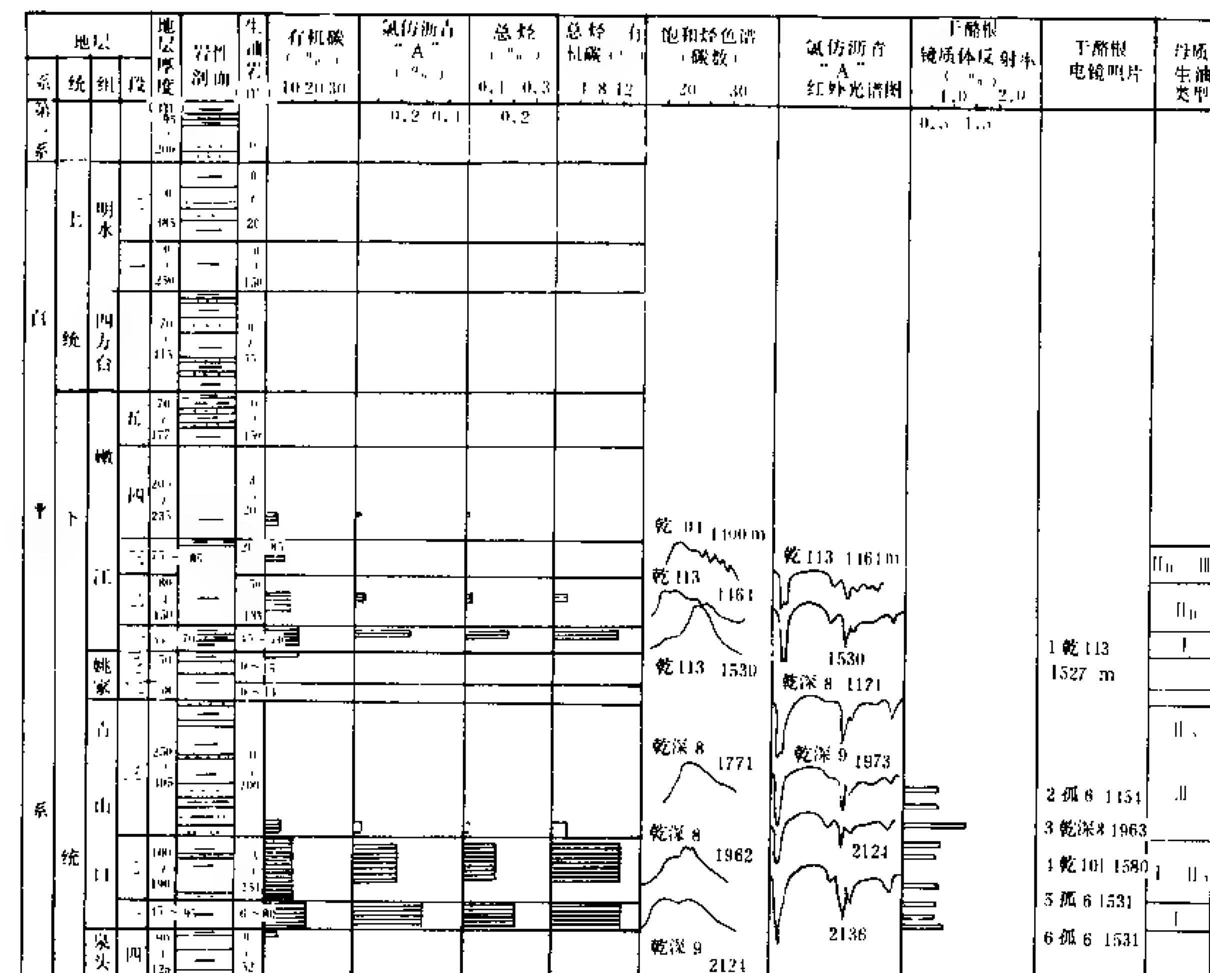


图 2-6-10 松辽盆地南部乾安—长岭凹陷地球化学综合剖面图

一凹陷不同地区生油门限是有差异的。而欲确定一个凹陷的生油门限，必须综合各项地球化学资料。从图 2-6-12、2-6-13 中明显看出，在进入生油门限后，其可溶有机质迅速增长，说明不溶有机质干酪根随温度增加，裂解速度符合化学动力学一级反应方程。

在具体确定生油门限时，依据了下列指标：镜质体反射率 $R_o \geq 0.5\%$；烃化率≥3%，饱和烃含量≥30%，地温≥55℃。据此，将大安凹陷青山口组生油门限定为 1250 米（图 2-6-14）；但扶余、木头和新立等地因后期抬升，则主要考虑镜质体反射率、氯仿沥青“A”含量及烃化率等指标，其生油门限较大安凹陷为浅；而乾安—长岭凹陷的青山口组之生油门限则定为 1300 米（图 2-6-15），较大安凹陷深。

嫩江组因资料欠缺，故参考大庆油田研究院生油室的研究成果，结合本区氯仿沥青“A”，烃化率及少量镜质体反射率资料，将上述两个凹陷嫩一、二、三段生油门限定为 1080 米（表 2-6-15）。

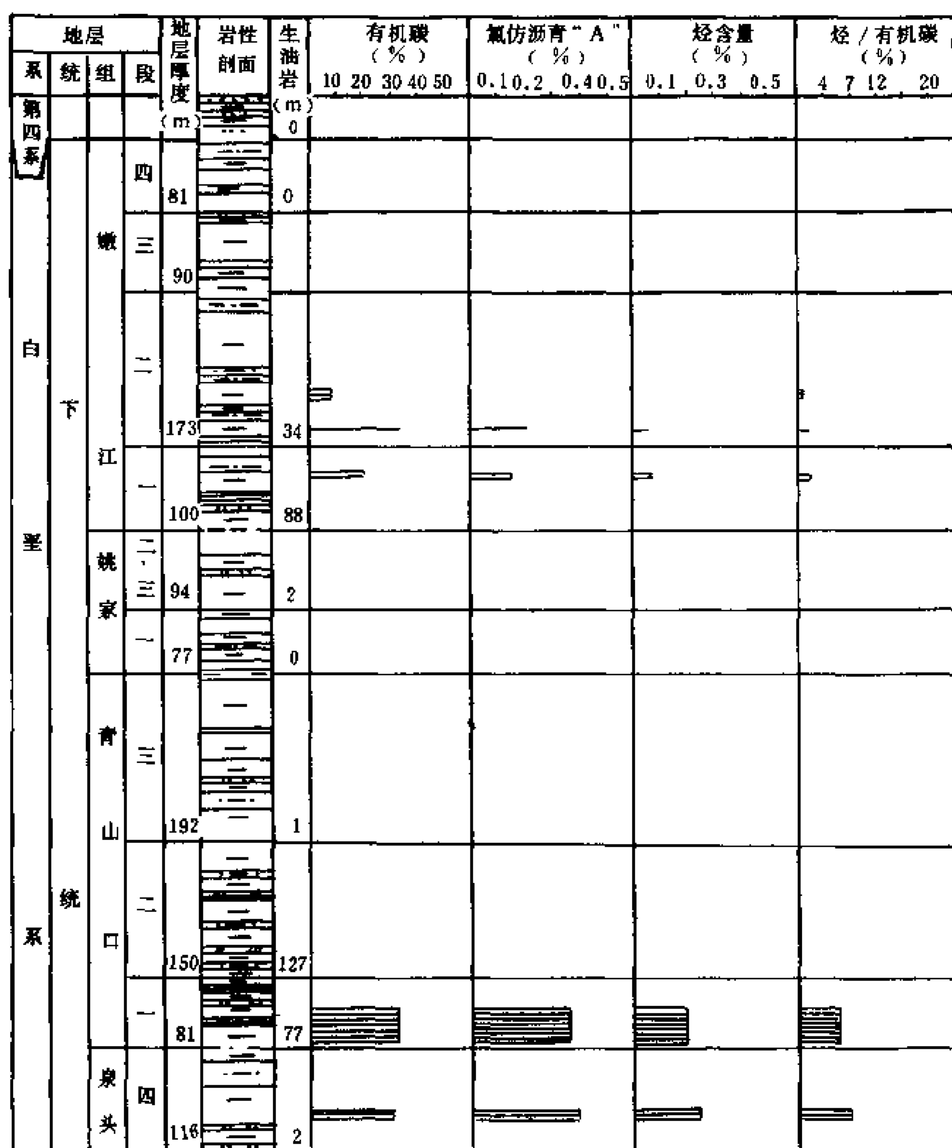


图 2-6-11　松辽盆地南部莺山—杏山凹陷地球化学综合剖面图

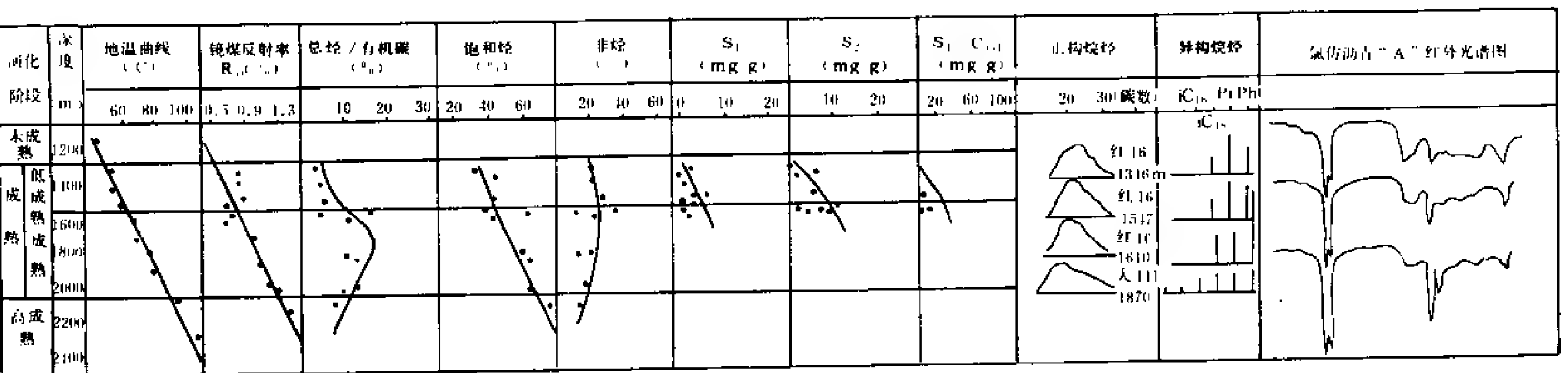


图 2-6-12 松辽盆地南部古龙—大安凹陷下白垩统青山口组演化剖面图

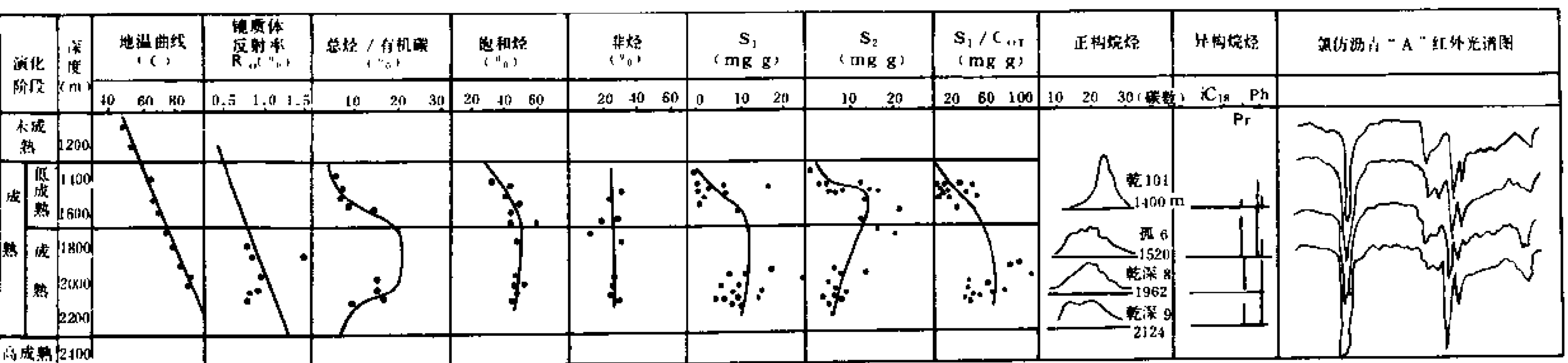


图 2-6-13 松辽盆地南部乾安—长岭凹陷下白垩统青山口组演化剖面图

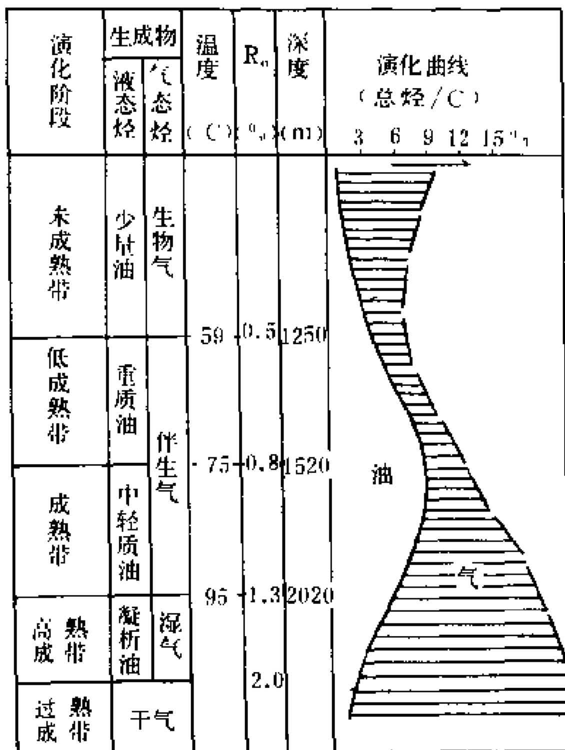


图 2-6-14　松辽盆地南部大安凹陷青山口组有机质演化图

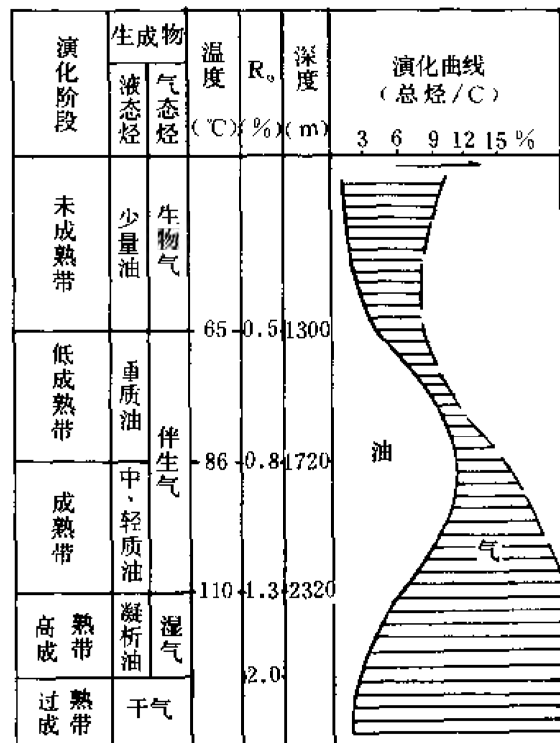


图 2-6-15　松辽盆地南部乾安凹陷青山口组有机质演化图

表 2-6-15　松辽盆地南部各凹陷生油门限数据表

数据 项目 \ 凹陷及地层	古龙—大安凹陷		乾安—长岭凹陷		莺山—杏山凹陷	备　注
	嫩江组	青山口组	嫩江组	青山口组	青山口组	
深度（m）	1080	1250	1080	1300	900	
镜质体反射率（%）	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
温度（℃）	55	59	55	65	—	
总烃/有机碳（%）	>3	>3	>3	>3	>3	借助于扶余地区资料

莺山—杏山凹陷资料欠缺，故参考扶余和长 4 井镜质体反射率资料，将青山口组生油门限暂定为 900 米，有待验证。

综上所述，松辽盆地地温场强，地温梯度高，居中国大陆诸中生代盆地之首，且东南隆起区及中央坳陷区的扶余—华字井阶地后期抬升，使各生油层埋深变浅。因此，根据镜质体反射率及其他指标所确定的生油门限深度均较浅。这正是本区地球化学方面的一个重要特点。

（三）演化阶段的划分

1. 大安凹陷

(1) 未成熟带　埋深小于 1250 米，温度低于 59℃，镜质体反射率小于 0.5%，烃化率小于 3%，饱和烃含量小于 30%，正构烷烃色谱奇数碳占优势，主峰碳数大于 C_{25}，羧基（C=C）官能团含量明显，参见图 2-6-12、2-6-14。

(2) 成熟带　埋深 1250～1520 米，温度 59～75℃，为低成熟带，其镜质体反射率为 0.5～0.8%，烃化率 3～9%，饱和烃含量 30～40%，正构烷烃色谱奇偶优势消失，主峰碳数在 C_{23}～C_{21} 之间。埋深 1520～2020 米为成熟带，其温度 75～95℃，镜质体反射率 0.8～1.3%，烃化率 9～15%，饱和烃含量 40～70%，正构烷烃色谱奇偶优势消失，OEP 值一般小于 1.1，非烃含量小于 20%，主峰碳数在 C_{21}～C_{19} 左右。

(3) 高成熟带　埋深 2020～2800 米，温度 95～125℃，镜质体反射率 1.3～2.0%。因温度增高，干酪根进一步裂解，重烃 C—C 键断裂加氢，其产物主要为凝析油和湿气。

(4) 过成熟带　推测大于 2800 米，镜质体反射率大于 2.0%，主要产物是干气。

2. 乾安—长岭凹陷

(1) 未成熟带　埋深小于 1300 米，温度低于 65℃，镜质体反射率小于 0.5%，烃化率小于 3%，饱和烃含量小于 30%，正构烷烃色谱奇数碳占优势，主峰碳数较高，羧基官能团含量较明显，参见图 2-6-13、2-6-15。

(2) 成熟带　埋深 1300～1720 米为低成熟带，温度 65°～86℃，镜质体反射率 0.5～0.8%，烃化率 3～15%，饱和烃含量 30～50%，正构烷烃色谱奇偶优势消失，主峰碳数前移。1720～2320 米为成熟带，温度 86～110℃，镜质体反射率 0.8～1.3%，烃化率 10～15%，饱和烃含量 50～60%，正构烷烃色谱奇偶优势消失，OEP 值一般小于 1.1，非烃含量小于 25%。

(3) 高成熟带　埋深 2320～3000 米，温度在 110～125℃，镜质体反射率 1.3～2.0%（推测）。因温度升高，干酪根进一步裂解，产物以凝析油及湿气为主。

(4) 过成熟带　推测埋深大于 3000 米，镜质体反射率大于 2.0%，产物主要是干气。

目前，由于勘探程度低，各凹陷各生油层系有机质演化不同阶段的产物尚未全部发现。但是，就松辽盆地南部白垩系生油层整体而言，各演化阶段的产物可列举如下：属未成熟带的有红岗油田明一段和大安地区黑帝庙油层黑零油组（H_0）的生物化学甲烷气；属低成熟的有红岗油田、英台及海坨子地区萨尔图油层的油气和大安地区葡萄花油层的油气；属成熟带的有英台、乾安地区高台子油层、海坨子地区扶余、杨大城子油层的油及伴生气；高成熟带以上者，目前尚未发现，估计在乾安和大安地区杨大城子油层可能发现此阶段之产物。

因此，从上述有机质演化规律及其产物来看，松辽盆地南部有机质演化序列是较为完整的。

第六节　原油类型及油源对比

油源对比是研究不同层位间原油（或天然气）的对比及原油和生油岩间的对比，是探索油（气）源的一种方法。因此，这项工作首先是进行原油类型的划分，然后分别进行油、岩对比。

一、原油类型的划分

如前所述，松辽盆地南部共有顶部（明水浅气层）、上部（黑帝庙油层）、中部（萨尔图油层、葡萄花油层和高台子油层）、下部（扶余油层、杨大城子油层）和深部（农安油层）5

套含油（气）组合（参见表2-7-1）、8个含油气层。根据近期的研究成果，上述组合有重新划分的趋势，改动之处主要在下部组合，即将杨大城子（Y）一分为二，顶部Yd划归扶余油层，底部Yj因其油源来自侏罗系，故保持原位或划入深部组合。

据新立和农安地区H、S、G、F+Yd和Yj等油层的原油族组成资料分析结果（图2-6-16、表2-6-16）证明，均为石蜡基原油，这与湖相沉积富含陆源有机质吻合。但这项资料无法对原油进行分类，可能是同一盆地，时代相近、层位相邻，原油差别不大的缘故。然而，依据正构烷烃气相色谱资料，特别是应用原油中藿烷和甾烷等生物标记化合物的有关参数，可大致将黑帝庙、萨尔图、高台子及扶余（包括杨大城子顶部）和杨大城子油层的原油区分开来（表2-6-17）。

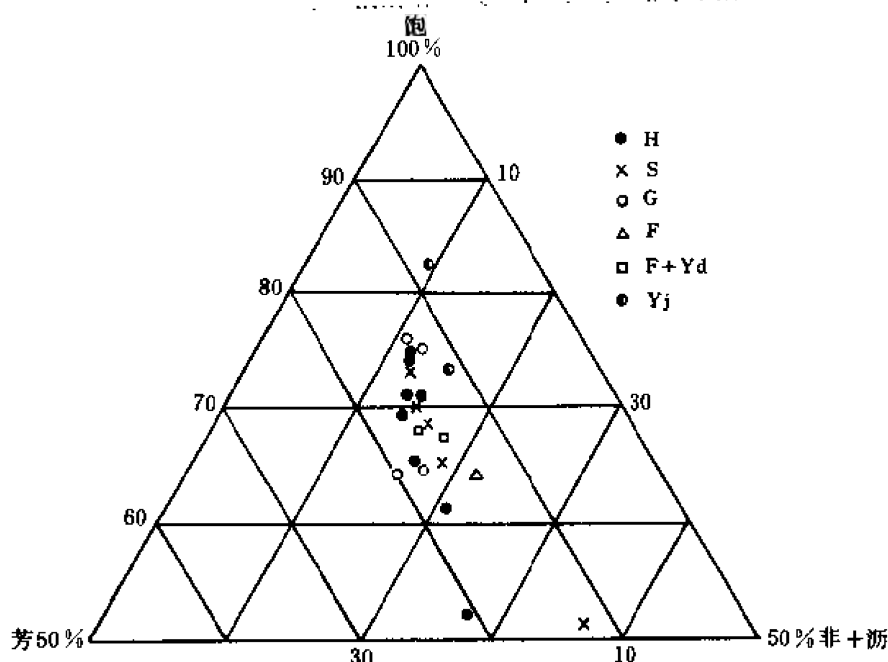


图2-6-16　松辽盆地南部主要油层原油族组成三角图

其中，利用正构烷烃气相色谱参数可将H和S原油初步区分开。CPI（29）、CPI（27～29）二指标，一般H<1，而S>1，轻烃碳优势指数LHCPI（$C_{17\sim21}/C_{27\sim31}$），H为S两倍多。从藿烷Ts/Tm、$C_{29}$胆甾脘20S/20S+20R、$C_{29}$胆甾烷$\beta\beta/\alpha\alpha+\beta\beta$、重排甾烷/$\alpha\alpha RC_{27}$胆甾烷、$C_{30}$藿烷/$C_{29}$胆甾烷和藿烷$\alpha\beta C_{29}/\alpha\beta C_{30}$这六项指标看，H原油的均值分别为1.34、0.24、0.47、0.04、2.92和0.52，而S原油的均值分别为1.66、0.33、0.59、0.08、4.59和0.46，二者显然不同，应有不同的油源。

此外，F+Yd与Yj的重排甾烷/$\alpha\alpha RC_{27}$胆甾烷、C_{30}藿烷/C_{29}胆甾烷和LHCPI三项参数的均值相对比较，前者是低、高、低，后者是高、低、高，分别为1.39、5.92、2.66～3.33和6.1、1.91、5.75～6.88，恰恰相反。故认为属不同的类型，各自有不同的油源。最后，在S、G和F+Yd三层中，正构烷烃气相色谱三项指标相近，而S和G，重排甾烷/$\alpha\alpha RC_{27}$胆甾烷二者差异明显，分别为0.08和0.29。结合地质情况，综合分析认为，G和F+Yd属同类原油，而S和G应属不同原油类型。

表 2-6-16 松辽盆地南部主要油层原油族组成一览表

样品编号	油层	族组成(%) 饱和烃	芳香烃	杂元素烃	沥青质	苯不溶物(%)
15783	黑帝庙油层(H)	52.1	20.7	26.1	0.6	0.5
15784		65.8	18.0	15.2	0.4	0.3
15785		73.8	14.3	10.7	0.5	0.8
15786		61.3	18.0	19.3	0.8	0.4
15787		74.5	14.0	10.5	0.4	0.4
15792		69.6	16.8	12.4	0.5	0.8
15796		71.4	15.8	11.5	0.4	0.7
15797		71.2	16.3	11.4	0.3	0.7
15798		65.4	20.1	12.9	1.0	0.5
15795	萨尔图油层(S)	68.1	15.8	14.3	0.5	1.1
15794		70.3	15.7	12.7	0.4	0.6
15789		73.5	14.4	10.6	0.5	0.8
15782		65.0	16.0	15.8	0.5	2.4
15803		51.1	11.9	20.1	15.5	1.5
15791		70.1	12.7	16.4	0.4	0.3
15790	高台子油层(G)	74.8	12.7	10.2	1.2	0.9
15788		76.1	13.0	9.2	0.8	1.0
15793		64.8	17.6	16.4	0.5	0.5
15804	扶、杨油层①(F+Yd)	64.2	13.7	18.7	0.9	2.4
15800		67.9	15.5	12.4	2.0	1.4
15799		68.0	16.5	12.5	2.0	0.9
15801	杨大城子油层②(Yj)	73.3	11.2	13.1	0.9	1.3
15802		82.6	6.8	8.1	2.0	0.5

①"Yd"为杨大城子油层顶部，近来有划归扶余油层的趋势。

②"Yj"为杨大城子油层，储油层为泉三段砂岩，油源来自深层侏罗系地层。

综上所述，可将盆地南部主要油层的原油分为黑帝庙（H），萨尔图（S），高台子（G）及扶余（F+Yd），杨大城子（Yj）共四种原油类型。

二、油源对比

造成上述各油层原油地球化学特征差异的一个主要因素是油源不同，而各油层原油的地球化学特征又与各自的生油母质地球化学特征相近，这为寻找各类原油的生油母岩提供了对比依据。油源对比的参数较多，但由于分析化验资料所限，只能采用族组成及气相色谱对四种原油类型分别研究。

（一）黑帝庙油层

在原油和生油岩正构烷烃碳数分布叠合图、异戊二烯类烷烃与正烷烃比值图上可明显看出（图 2-6-17），其油、生油岩正烷烃曲线叠合较好。同时，原油、生油岩的 Pr 及 Ph 各自对应相近。说明黑帝庙油层原油来自嫩三段生油岩，属自生自储。

表 2-6-17 松辽盆地南部主要油层原油地球化学数据对比表

序号	项目	数据	黑帝庙(H)	萨尔图(S)	高台子(G)	扶余十场大城子(F+Yd)	杨大城子(Yj)
			平均/一般或一般	平均/一般或一般	平均/一般或一般	平均/一般或一般	平均/一般或一般
1	原油中藿烷和甾烷	藿烷 Ts / Tm	1.34/0.97～1.66	1.66/1.37～1.68	1.91/1.73～2.07	2.21/2.00～2.61	3.36/2.77～3.95
2	原油中藿烷和甾烷	C_{29}胆甾烷 20S / 20S+20R	0.24/0.21～0.31	0.33/0.27～0.47	0.50/0.43～0.60	0.68/0.65～0.72	0.53/0.52～0.61
3	原油中藿烷和甾烷	C_{29}胆甾烷 $\beta\beta$ / $\alpha\alpha+\beta\beta$	0.47/0.41～0.52	0.59/0.52～0.67	0.55/0.50～0.62	0.72/0.60～0.73	0.75/0.70～0.80
4	原油中藿烷和甾烷	重排甾烷/$\alpha\alpha RC_{27}$胆甾烷	0.04/0.03～0.08	0.08/0.06～0.20	0.29/0.13～0.52	1.29/0.45～2.16	6.1/5.20～7.00
5	原油中藿烷和甾烷	C_{30}藿烷/C_{29}胆甾烷	2.92/2.19～4.12	4.59/3.03～5.96	3.82/3.21～4.15	5.92/2.99～7.56	1.91/1.09～2.72
6	原油中藿烷和甾烷	藿烷$\frac{\alpha\beta C_{29}}{\alpha\beta C_{30}}$	0.52/0.40～0.64	0.46/0.35～0.62	0.42/0.42～0.43	0.40/0.38～0.41	0.45/0.43～0.46
7	正构烷烃气相色谱	CPI (29)	0.77～0.95	0.99～1.03	1.02～1.01	1.00～1.06	1.01～1.07
8	正构烷烃气相色谱	CPI (27～29)	0.96～1.02	1.04～1.08	1.06～1.08	1.06～1.08	1.07～1.11
9	正构烷烃气相色谱	(LH CPI) $\frac{C_{17\sim21}}{C_{27\sim31}}$	4.40～8.14	2.51～3.48	2.99～3.46	2.66～3.33	5.75～6.88

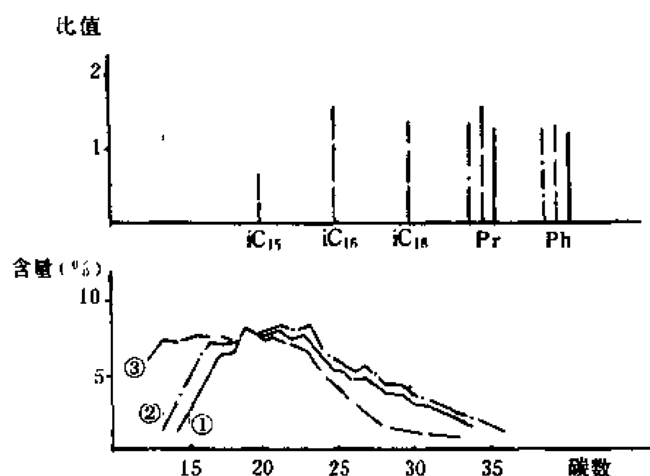


图 2-6-17 黑帝庙油层油岩对比图

①新 25-7 井嫩三段生油岩；②新 25-7 井黑帝庙油层原油；③新 9 井黑帝庙油层原油

（二）萨尔图油层

选用乾 113 井嫩二段、红 134 井嫩一段生油岩与红岗子萨尔图油层的原油进行对比（图 2-6-18），其结果原油、生油岩正烷烃曲线重合性较好，且油、岩的 Pr 及 Ph 各自对应相近。说明它们具有较好的亲缘关系，即萨尔图油层的油来源于嫩一、二段生油岩，为混合油源。

（三）高台子、扶余和杨大城子顶部油层

从原油对比中判明，此两套油层同源。吉林油田运用大 4 井高台子油层、新 101 井扶余油层、扶 212 井扶余油层的原油，与大 111 井、孤 6 井青山口组生油岩的正构烷烃分布曲线进行比较，可以看出，重合性相当好，且油、岩异戊间二烯烃的 Pr 及 Ph 各自分别对应相近（图 2-6-19），可见其油源均为青山口组生油岩。

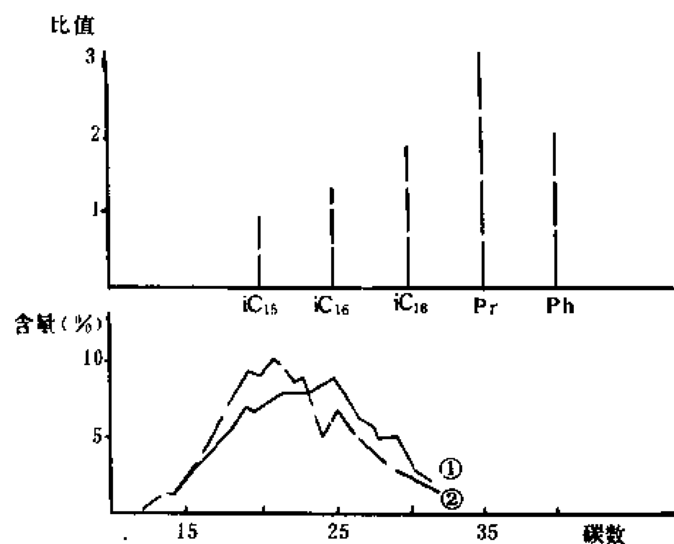


图 2-6-18　萨尔图油层油岩对比图

①红 134 井嫩一段生油岩;

②红 27 井萨尔图油层原油

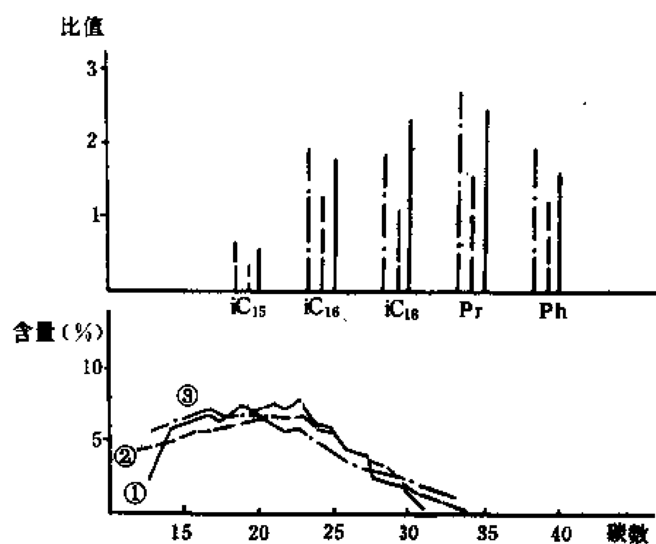


图 2-6-19　扶余、高台子油层油岩对比图

①孤 6 井青一段生油岩;②扶 42 井扶余

油层原油;③大 4 井高台子油层原油

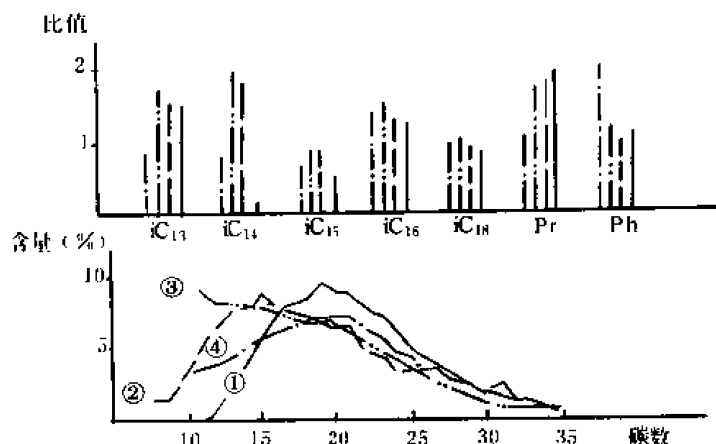


图 2-6-20　农安地区杨大城子油层和农安油层油岩对比图

①农 15 井侏罗系生油岩；②农 5 井杨大城子油层原油；③农 27 井杨大城子油层原油；④农 26 井农安油层原油

（四）农安地区的杨大城子油层和农安油层

通过原油与生油岩对比（见图 2-6-20），认为农安地区的杨大城子油层和农安油层的原油均来自侏罗系生油岩。农安地区农 5 井、农 27 井杨大城子油层、农 26 井农安油层的原油正构烷烃曲线及异戊二烯类烷烃的百分含量或比值均与农 15 井侏罗系生油（气）岩接近。但因层析作用，使原油轻质部分含量相对增加，而重质部分含量相对减少，所以农 5、农 27 井曲线相对前移。如果将农 15 井生油岩的正构烷烃曲线向轻质部分移动 4 个碳数，则与农 5、农 27 井曲线也基本重合。因此，认为农安地区的杨大城子油层和农安油层的油源来自侏罗系生油岩。

第七节　生油岩评价

1984～1985 年，吉林油田研究院对生油岩进行了较为系统的评价。

生油岩的优劣表现在两个方面：一是生油岩质的评价，包括生油岩的有机质丰度、母质类型及转化程度三方面的评价；二是生油气数量的评价。因此，生油岩综合评价可以概括为生油（气）层量级和品级的综合评价。

关于生油潜力大小，一般认为与残余油量多少成正比，这是氯仿沥青“A”法评价生油层或生油凹陷的理论基础。生油量计算结果表明，松辽盆地南部各生油层的残余油量及聚集量，明显的呈现出三个数量等级。第一级是青一段、嫩一段和青二段。这三层是松辽盆地南部的主要生油层，它们残余生油量之和及聚集量之和，分别占松南总残余油及总聚集量的 85%以上，而这三层之间，残余生油量及总生油量均比较接近。第二级是嫩二段，第三级是青三段和嫩三段，它们的残余生油量和聚集量数量甚微，不到总量的 5%。

当然，这种量级上的差异，与各层生油岩的有效体积有关，如嫩二段生油岩体积最大，达 926 立方公里，相当于青三段、嫩三段的三倍左右，它是嫩二段生油层达到第二量级的重要原因之一。但是，量级差异更主要的原因是生油层有机质丰度、类型和成熟度的不同。例如，嫩一段和青一段生油层虽同属第一量级，可是，嫩一段生油层的转化能力，单位体积残余油量和聚集量均不及青一段，其原因是嫩一段埋藏较浅，成熟度相对较低的缘故。虽然，青二段生油层成熟度不亚于嫩一段，可是由于其丰度较低（氯仿沥青“A”为 0.1607）和Ⅰ类生油母质中间有$Ⅱ_A$类，所以，尽管青二段生油岩体积很大（近 900 立方公里），其单位体积残余油量和聚集量仍远不及青一段和嫩一段。依据有机质丰度、类型、转化指标、生油岩体积、单位体积残余油量和聚集量诸项指标，将白垩系 6 个主要生油层排成如下品级序列

(表 2-6-18)：即青一段、嫩一段、青二段、嫩二段、青三段和嫩三段。其中，嫩二段单位体积残余油量和聚集量比青三段略少。但其生油岩体积最大，残余油量及聚集量属第二量级，且有机质丰度（0.0618%）比青三段略高、母质类型（Ⅱ类）比青三段略好。又因青二段生油岩仅在大安地区较好，而在乾安地区较差，故将嫩二段列于青三段之前。最后，综合分析 3 个量级和 6 个品级的情况，认为松辽盆地南部白垩系 6 个主要生油层中，青一段、嫩一段和青二段量级和品级较高，属最好生油层；嫩二段和青三段次之，属较好生油层；而嫩三段量级和品级最低，属较差生油层。这一结论与松辽盆地早白垩世中—晚期（泉四段—嫩五段）湖盆的两次兴衰变迁相吻合，与各生油层有机质丰度、类型和演化大体一致。因而，它反映了各生油层生油贡献大小的序列。

表 2-6-18 松辽盆地南部主要生油层品级表

数据及评价 / 生油层 / 项目	青一段	嫩一段	青二段	嫩二段	青三段	嫩三段
氯仿沥青"A"(%)	0.3154	0.2310	0.1607	0.0618	0.0606	0.0293
CH / C(%)	8~12	6~12	6~11	2	2~9①	2
有机质类型	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ为主，间有$Ⅱ_A$	Ⅱ	$Ⅱ_A$~Ⅲ①	Ⅲ
生油岩体积(km^3)	568.95	662.85	892.92	929.16	240.56	337.84
单位体积残余油量($\times 10^8 t / km^3$)	0.0744	0.0600	0.0386	0.0147	0.0181	0.0065
单位体积聚集量($\times 10^8 t / km^3$)	0.0091	0.0077	0.0049	0.0019	0.0023	0.0008
品　级	1	2	3	4	5	6
综合评价	最好生油层			较好生油层		较差生油层

①大安地区有机质为$Ⅱ_A$~$Ⅱ_B$型，且转化程度高。

第八节　油 气 运 移

据 B.P.蒂索的经验资料，油气聚集量与生成油气量的比例为 1 : 10000（1 在储集层，10000 在生油岩中）。

油气运移分为初次运移和二次运移。初次运移指油气自生油层向储集层的运移。二次运移指油气进入储集层后，聚集成油气藏的运移。这是前后相接的两个不同阶段。

一、初次运移

青一段有初次运移的条件和迹象。

马格拉（1978）认为，压实作用、温度升高、渗析作用及粘土矿物的脱水作用等所引起的水体运动，是初次运移的主要动力。

在早成岩阶段，粘土或泥岩处于压实平衡状态，流体压力等于静水压力，孔隙水自由排出，孔隙度迅速降低。但这时油气还没有生成，所以这些孔隙水的排出，无助于烃类的初次运移。

生油岩超过1100～1200米埋深时，烃类开始大量转化为石油和天然气。与此同时，沉积物进入了中成岩阶段，泥岩在上覆压力下压实、脱水、致密。其规律是靠近砂岩的表面部位，泥岩脱水充分，孔、渗性明显降低，而泥岩内部流体排出受到阻碍，保留了多余的孔隙水，产生异常高压。即岩层内流体直接承受压力，因而出现与埋深不相适应的异常高孔隙度，这种压实不充分的泥岩称为欠压实泥岩。欠压实泥岩在一定深度的厚层泥岩中段出现。

关于欠压实的理论解释，1980年吉林油田研究院在"松辽盆地南部油气生成及运移问题的探讨"一文中有较详细的论述。其基本点是：泥岩中的水分总是在靠近砂岩的表面部分易于流失，当到一定程度时，岩层表面的孔隙因缩小而封堵，使内部的水分不能流出，这样泥岩自身形成欠压实状态。但其内部的水分则处于高压状态，一旦水冲破阻力，将以很高的势能流向砂岩，而形成油气的重要载体。

生油岩中欠压实带的存在，主要通过声波测井予以证实，图2-6-21和2-6-22是吉林油田的实例。图2-6-23是泌阳凹陷的实例，可见该带的存在是普遍的。

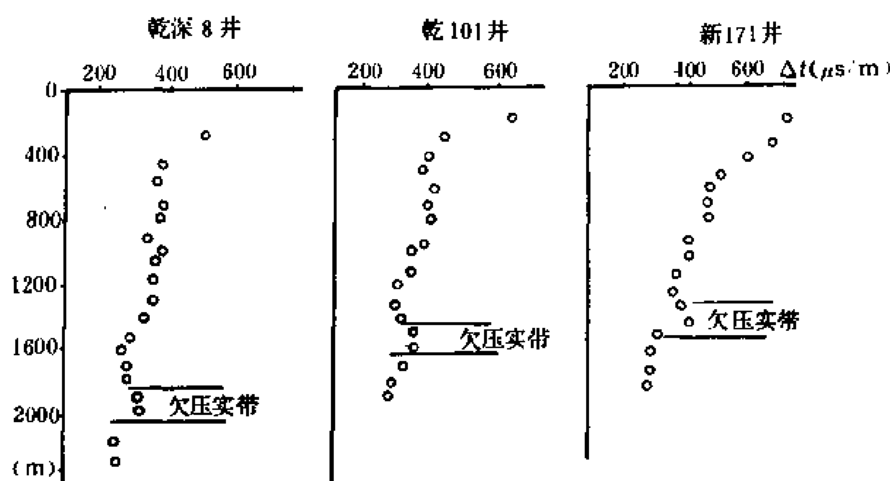


图2-6-21 泥岩声波时差与深度关系图

研究结果认为，青山口组下部欠压实泥岩的形成及粘土矿物的脱水过程与该组油气大量生成的巧妙配合，创造了油气初次运移的有利条件。

欠压实带的形成，除上述边界泥岩对流体的封堵作用外，泥岩中有机质向烃类转化时，其自身的膨胀及生油层内粘土矿物的变化也是重要原因之一，关于这点在上述报告中均有较详尽的论述。报告根据油岩对比，即青山口组的泥岩与扶余油层中原油化学特征对比的一致性，进一步论证了区内青一段生成的原油垂直向下，进入了泉四段，而后聚集成油藏。

长期以来，困惑人们的油气垂向运移问题，即由上部层位向下部层位运移问题，由此得到充分证实。

二、二次运移

二次运移是指油气进入储集层后，向圈闭内聚集的一切运移过程。它包括油气在储集层内部的运移以及沿断层、不整合面等通道，进入另一储集层的运移，甚至已形成的油气聚集，在条件变化时所引起的再次运移。二次运移紧接初次运移而发生，两者没有明显的界线。

嫩江期末期，三肇、古龙、长岭等凹陷的青一段油气开始形成，并陆续向储集层运移。同期开始的燕山运动第Ⅳ幕导致地层倾角的增大和构造圈闭的形成，从而使油气获得二次运移所需要的浮力和聚集的场所。“松辽盆地南部油气生成及运移问题的探讨”一文曾对盆地内油气运移方向作了详细的研究。报告认为：扶余油层原油二次运移是在大的区域背景下进行

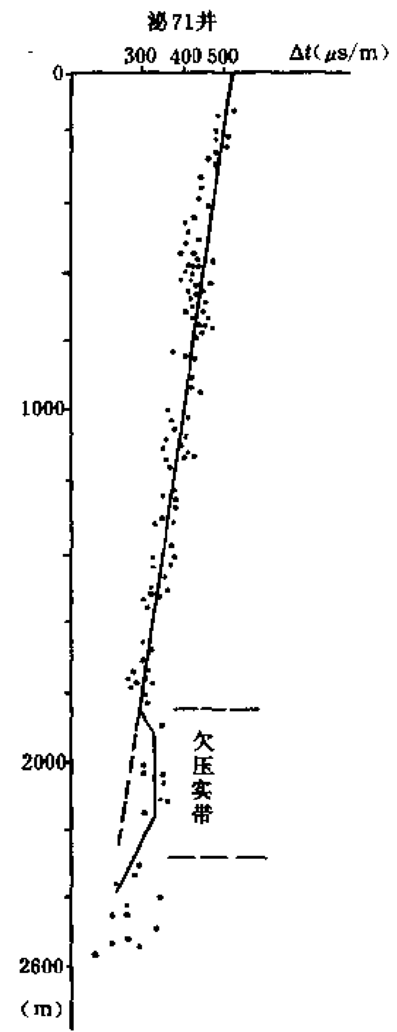


图 2-6-23 泌阳凹陷泌 71 井声波时差与深度关系曲线图

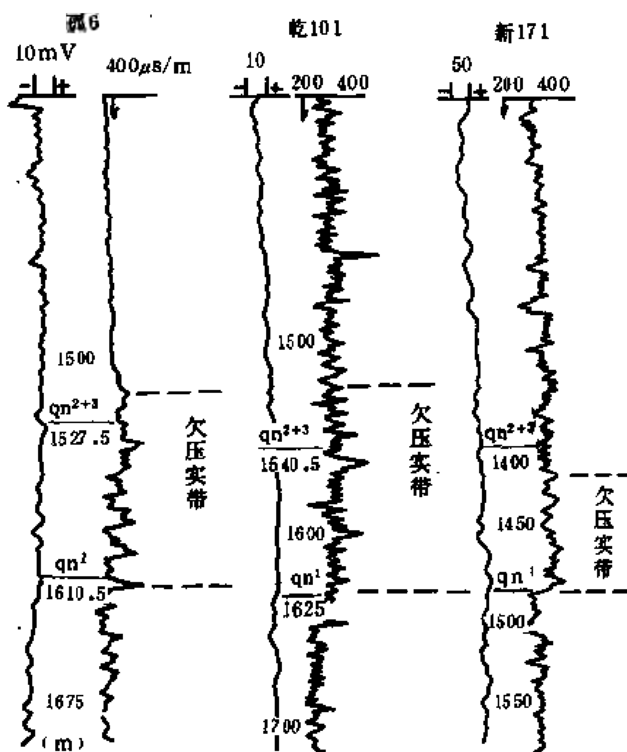


图 2-6-22 欠压实层声波曲线图

的。从乾安、古龙、三肇三个凹陷至扶余地区的发育史剖面看，扶余地区的古隆起特征明显，尤其是青山口以后各时期，一直处于相对隆起位置。这样，凹陷中青一段生成的油气，除可向盆地四周进行运移外，面临三个有利生油凹陷的扶余—新立地区，应是油气运移的主要方向之一。因为这里是区域性斜坡的上倾方向，又是温度降低和砂岩孔隙度增大的方向。

松辽盆地属无泄水区的封闭性盆地。油气二次运移的动力主要是油水密度差引起的浮力和地下深处引起膨胀作用的热力。

地层倾角是浮力大小的重要参数。浮力（F）可以用下式表示：

$$F=Z\cdot(\rho_w-\rho_o)\cdot g\cdot\sin\alpha$$

式中 Z——与水平面呈垂直方向上连续油柱的高度；

ρ_w——水密度；

ρ_o——油密度；

g——重力加速度；

α——地层倾角。

三个凹陷至扶余隆起的地层倾角一般为10～15°，所以浮力是较大的。三个凹陷中泉四段储集层中流体地温可达100℃左右。扶余地区只有30～40℃，流体在储集层中受热膨胀，将由高温区向低温区流动。

泉四段砂岩物性向隆起区明显变好是促进运移的客观条件。在深度大于2100米的凹陷区，砂岩物性由于压实及重结晶等作用的影响大都很差，以至孔隙度小于10%、渗透率小于1×10^{-3}二次方微米。而扶余地区的砂岩孔隙度达30%左右、渗透率大于100×10^{-3}二次方微米。向隆起方向砂岩物性逐渐变好，会减少油气运移的阻力。

上述运移方向如图2-6-24。扶余油层原油的这种区域运移方向，在原油的物理性质、地球化学指标的变化中也有所反映。在油气运移方向上，原油的相对密度略有增加，凹陷区相对密度一般在0.81～0.87，而在朝阳沟—扶余—新立地区，一般为0.86～0.91。饱和烃含量由80%左右减少到50～60%。芳香烃含量由10%左右增大到20%左右，正烷烃主峰由10～15%增高到23%。低分子量正烷烃减少，nC_{21-}/nC_{22+}由2以上降到1左右。在运移方向上，扶余油层原油轻组分逐渐减少。松辽盆地扶余油层原油这种区域性分布特征，除受青一段生油岩的成熟度控制外，主要与原油在运移中的氧化作用有关。

油气运移方向与地层水总矿化度降低的方向一致（表2-6-19）。

表2-6-19　松辽盆地南部地层水总矿化度表

地区	乾安	新立	木头	扶余	新民	扶1号	地表
最高总矿化度（mg/l）	54529	38018	20579	6378	6958	5347	552

泉四段砂岩孔隙水矿化度降低是因为扶余Ⅰ号、Ⅱ号构造青山口组的剥蚀，地表水渗入的结果。

扶余油层原油在二次运移中也有一定的层析作用。这种层析作用影响到原油重组分的变化。胶质、沥青质是原油中的重组分，由于分子的极性差异，岩石吸附作用对它们的影响是不同的。在运移方向上，原油中胶质与沥青质的比值增大（图2-6-25）。

原油的金属微量元素在运移中也有一定的变化规律。金属微量元素以卟啉化合物和其他化合物形式存在。它们主要富集在大于400℃的重馏分中（表2-6-20）。

表2-6-20　扶余原油不同馏程金属微量元素含量表

馏程（℃）	Fe（%）	Cu（%）	V（%）	Ni（%）
200	2.31	0	0	0
200～250	1.48	0	0	0
250～300	1.96	0	0	0
300～350	2.34	0	0	0
350～400	2.26	0	0	0
>400	13.36	13.98	6.92	0.8

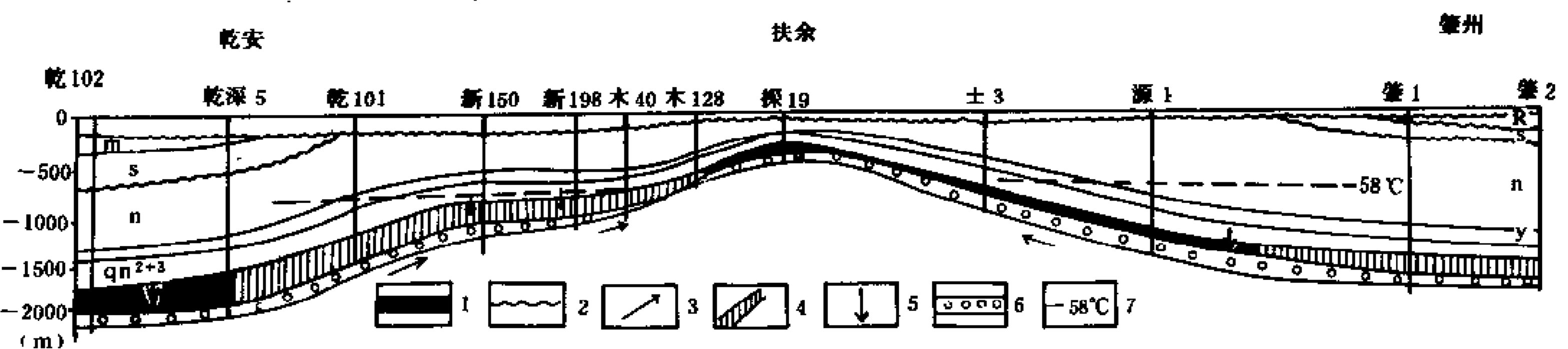


图 2-6-24 扶余油层原油运移方向剖面图

1—油层；2—不整合；3—油气运移方向；4—生油岩；
5—初次运移方向；6—储集层；7—推测门限温度

通过盆地南部油样分析，由凹陷区的大安、乾安到隆起区的新木、扶余，V／Ni 值减少，Ni／Cu 值增加，（参见图 2–6–25）。原油在运移过程中，岩石对 Ni 化合物的吸附较稳定。对含 V 和 Cu 的化合物吸附较明显，所以损失量就大，它们与 Ni 的比值就减少。

原油中碳同位素比值在运移中也有减少的趋势。岩石对 $\delta^{13}C$ 的吸附能力比 $\delta^{12}C$ 强，因而 $\delta^{12}C$ 相对位移的快，在运移的前方，$\delta^{12}C$ 含量相对较高，导致 $\delta^{13}C/\delta^{12}C$ 值减少。扶余油层原油碳同位素比值一般在−27～−28‰，但也存在微小的差异。凹陷区比值略大，因碳同位素比值变化很不明显，故认为油气在运移中的层析作用微弱。

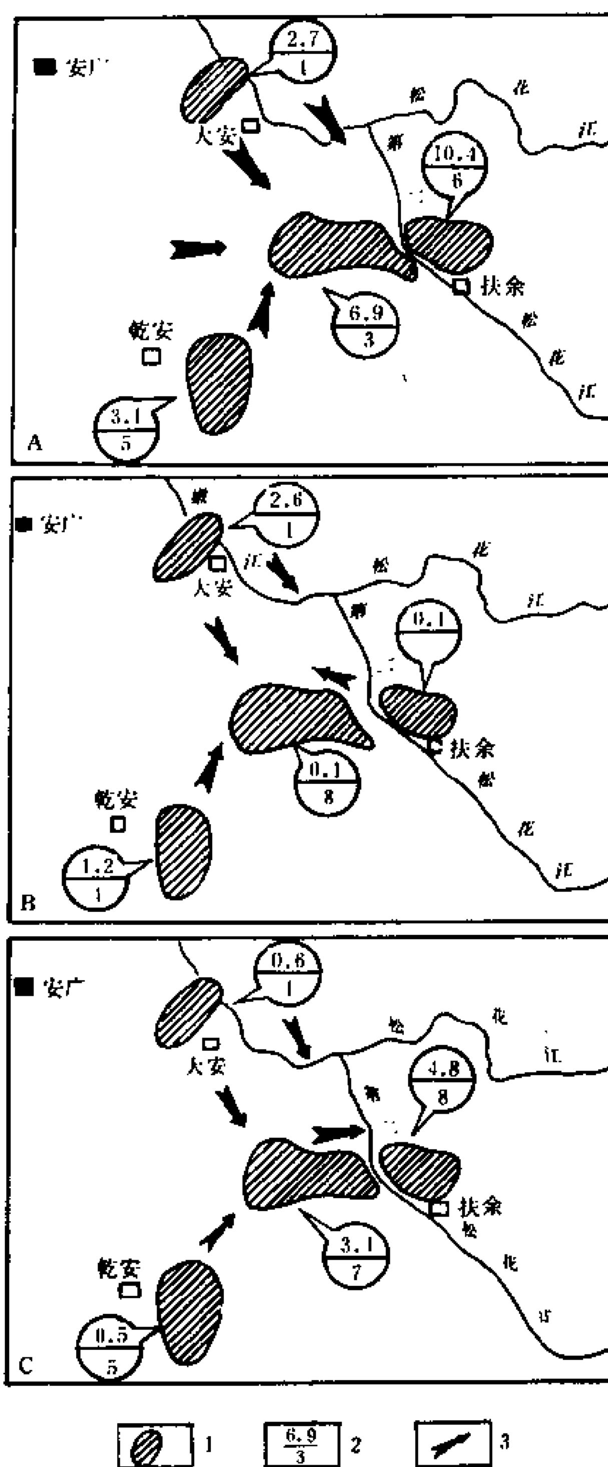


图 2–6–25　扶余油层原油组分元素比值平面分布图

A—胶质／沥青质值；B—V／Ni 值；C—Ni／Cu 值；1—采样地区；2—平均值／样品数；3—运移方向

从油气生成和运移的角度看，扶余油田、新立油田、木头油田、盆地北面的朝阳沟油田的形成不是偶然的，储集层和生油层有“顶生式”的配置关系。扶余油田、木头油田、新立油田富集着来自长岭、古龙、三肇三个凹陷生成的油气。这几个油田的周围及其伸向凹陷的区域性斜坡，是油气运移的必经之路，这里可能找到多种圈闭类型，如构造、岩性、流体封闭等。

总之，盆地南部的有机质在埋深约 1200 米、温度 58℃ 的中成岩阶段，可大量向油气转化。青一段生油岩中腐泥型有机质含量最丰富，处于成熟界限以内的生油岩体积大，故生油潜力最大。成岩过程中形成的欠压实带、粘土矿物的脱水，为青一段油气的初次运移提供了动力和载体条件。在二次运移中，扶余—新立地区濒临三个生油凹陷，朝阳沟—扶余—新立地区构成了扶余油田最有利的远景富集区，如图 2–6–26 所示。在扶余、木头、新立油田周围延伸的斜坡上，由浅入深，可能是寻找扶余油层的有利方向。

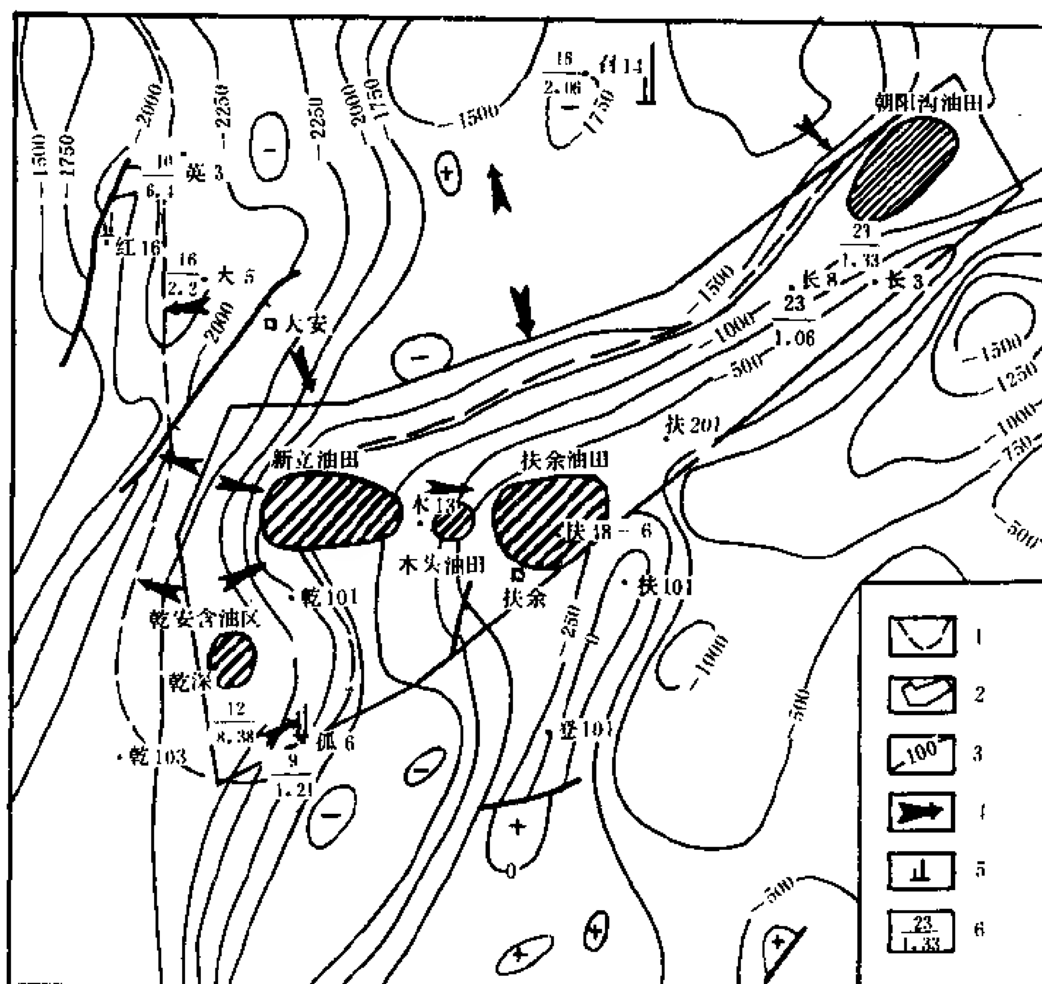


图 2-6-26 松辽盆地南部扶余油层油气运移方向平面图

1—青一段有利生油区；2—有利油气富集区；3—T_2 构造线（米）；
4—油气运移方向；5—总烃含量、有机碳含量；6—$\frac{主峰碳数}{nC_{21-}/nC_{22+}}$

第九节 侏罗系生油岩

松辽盆地南部有侏罗系断陷盆地 12 个。这些受断裂控制的盆地，沉积了一套 2000～5000 米的含煤火山岩系夹暗色泥岩建造。在早期的工作中，侏罗系生油岩研究始终没有取得突破性的认识。这在不同程度上影响了断陷区的勘探速度。1975 年，农安地区发现工业性油气流，使该区的研究出现转机。1983 年，吉林油田通过油岩对比、地球化学分析等资料的研究认为：断陷期沉积范围约 6 万平方公里，沉积厚度为 2000～2500 米，干酪根以腐殖型为主，油气演化已进入成熟—过成熟阶段，具有形成轻质油和煤成气的有利条件●。同

●丁正言，1983，"松辽盆地南部断陷期含油条件探讨"。

年，吉林油田研究院对德惠—梨树断陷进行研究，具体指出：侏罗系上统沙河子组的暗色泥岩有较好的生油生气能力，是本区的主要生油层，并且初步计算了德惠断陷的煤成气资源量●。同时认为，梨树断陷的生油前景可能好于德惠断陷。

这两项研究从地质上对侏罗系的生油（气）能力及此类盆地的成油机制作了充分的肯定。

1984 年，吉林油田研究院在“德惠—梨树断陷石油天然气地质特征及含油气条件分析”报告中，对侏罗系生油问题又作了进一步的研究。

表 2–6–21 和 2–6–22 分别列出我国陆相生油的地球化学指标、岩性指标和生油母质类型的划分标准，提请读者参考，现将德惠、梨树两断陷的侏罗系生油情况简介如下：

一、侏罗系有较厚的暗色泥岩

侏罗系泥岩主要发育在上侏罗统沙河子组中。据钻井资料，农 101 井的暗色泥岩厚 770 余米，占地层厚度的 62%；德深 1 井为 750 米，占地层厚度的 52%；泥岩在沙河子组相对集中，单层最大厚度为 27～34 米。根据录井资料，德深 1 井的泥岩或砂质泥岩中，有 66 处见到高等植物化石和 14 层煤线，农 26 井见到 3 层劣质煤，农 18 井见 15 层煤，总厚达 21 米，农 15 井 1284.5 米的侏罗系（未钻穿）中，暗色泥岩厚度 510 米，且富含植物化石。其它如农 8、101、104 井均见煤层，可见该层具有一定的油气生成条件，而对煤成气更为有利。

表 2–6–21　我国陆相生油岩划分标准表

项目		好生油岩	较好生油岩	较差生油岩	非生油岩
地质特征	岩相	半深湖—深湖相	浅湖—半深湖相	滨湖—浅湖相	河流浅湖相
	生油剖面	泥岩夹油页岩型	泥岩夹油页岩型	泥炭夹泥岩型	泥岩型
	岩性	灰黑色泥岩	灰色泥岩为主	灰绿色泥岩为主	红色泥岩
	生物化石	浮游生物为主	浮游生物外 少见植物碎屑	常见植物碎屑	红色泥岩
地球化学指标	有机碳(%)	＞1.0	0.6～1.0	0.4～0.6	＜0.4
	氯仿沥青“A”(%)	＞0.10	0.05～0.10	0.05～0.01	＜0.01
	总烃含量(%)	＞0.05	0.05～0.02	0.02～0.01	＜0.01
	总烃／有机碳(%)	＞6	6～2	2～1	＜1
	C／H	6～8	8～10	10～12	＞12
	OEP	1.0～1.1	1.1～1.3	＞1.3	＞2.0
	干酪根 H／C 原子比	1.4～1.6	1.0～1.4	0.5～1.0	＜0.5
	生油母质类型	腐泥型 混合型	混合型	腐殖型	
生油岩类型		Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ

●张明坤，1983，“松江盆地南部德惠、梨树断陷含油气远景探讨”。

表 2-6-22 有机质母质类型划分标准表

母质类型		H/C	O/C	I_H (mg/g)	I_O (mg/g)
腐泥型 I		>1.40	<0.10	>650	<25
混合型 II	II_A	1.40~1.00	0.10~0.15	450~650	25~50
	II_B	1.00~0.80	0.15~0.20	100~450	
腐殖型 III		<0.80	>0.20	<100	>50

二、沙河子组有机质丰度指标高

表 2-6-23 列出了侏罗系营城子、沙河子和火石岭子组的有机质丰度值，并作了分类。三组相比，沙河子组指标最高，可列为Ⅰ—Ⅱ类生油岩，成为侏罗系之首。

表 2-6-23 侏罗系有机质丰度及生油岩类型表

地　层	样品数	有机碳 (%)	氯仿沥青"A" (%)	总烃含量 (%)	生油母质类型
营城子	3	0.5953	0.009	0.003	Ⅲ
沙河子	16	1.6221	0.102	0.073	Ⅰ~Ⅱ
火石岭	7	1.2446	0.020	0.010	Ⅱ~Ⅲ

三、干酪根类型为腐殖型

由于资料所限，暂以干酪根的 H/C 原子比和 O/C 比为基础，同时以热解色谱中的氢指数、氧指数等指标为辅助，综合分析以判定有机质类型。从农 101、农 15、德深 1 等 3 口探井 13 个干酪根元素分析和 29 个热解色谱资料可以看出（表 2-6-24），其 H/C 比值小于 0.8，I_H 指数绝大多数小于 100，所以，德惠断陷的生油岩有机质类型为腐殖型。

四、有机质热演化特征

B. D. 蒂索利用 H/C 和 O/C 原子比和镜质体反射率，详细地研究了干酪根热演化与成岩作用的关系，认为干酪根演化程度随成岩作用的增强而增高。

根据镜质体反射率和其他指数综合分析认为，德惠断陷侏罗系有机质演化程度高，一般均处于成熟、过成熟阶段，有利向油气转化。该区生油岩镜质体反射率的变化与深度的增加有较好的线性关系。利用 10 个 R_o 样品与深度 D 推导出一个线方程：

$$D=1068.33+996.05R_o$$

如图 2-6-27 和表 2-6-25 所示。

根据上述资料，确定德惠断陷的有机质演化阶段如下：

未成熟阶段：深度<1660 米，R_o<0.6%，温度 60℃，较白垩系生油门限偏深。初步认为，生油门限偏深的原因可能是侏罗系地温梯度低于白垩系所致。侏罗系地温梯度为 3.4℃/100 米，而白垩系为 4.2℃/100 米，亦与Ⅲ型生油母质耗能高有关。

低成熟阶段：深度范围为 1660~1865 米，地温 60~66℃，R_o 为 0.6~0.8%。

表 2-6-24 侏罗系热解色谱与干酪根分析表

井 号	井 深 (m)	干酪根元素		热解色谱指数		干酪根镜下鉴定	生油母质类型
		H/C	O/C	I_H①	I_O②		
农 15	1272.0	0.72	0.14	0	39		Ⅲ
农 15	1879.7			26.9	16.9		Ⅲ
农 101	1680.2			69	23		Ⅲ
农 101	2015.0			86	27	Ⅲ	Ⅲ
农 101	2021.0	0.68	0.04	106	8	Ⅲ	$Ⅱ_B$—Ⅲ
农 101	2244.0			54	6	Ⅲ	Ⅲ
农 101	2247.3			17	22		Ⅲ
农 101	2247.0	0.63	0.06				Ⅲ
农 101	2550.5	0.65	0.04	10	19		Ⅲ
农 101	2558.2	0.66	0.04	14	14		
农 101	2660.4	0.70	0.03	54	3	Ⅲ	Ⅲ
农 101	2730.0			20	7	Ⅲ	Ⅲ
德深 1	2761.8			23	8		Ⅲ
德深 1	2859.5			14	389		Ⅲ
德深 1	3211.5	0.79					Ⅲ

①单位为毫克$_{烃}$/克$_{有机碳}$。
②单位为毫克$_{CO_2}$/克$_{有机碳}$。

高成熟阶段：深度范围为 1865～2360 米，地温 66～83℃，R_o0.8～1.3%。有机地球化学总的特征是：总烃/有机碳、饱和烃、烃产率等急剧增加，表明此阶段以生轻质油为主。由于生油母质绝大部分为Ⅲ类干酪根，因此，在产轻质油的过程中伴随有大量气生成。

过成熟阶段：深度范围 2360～3060 米，地温 83°～107℃，R_o 为 1.3～2.0%。地球化学特征是：总烃/有机碳值由 51.7 毫克/克降到 16.2 毫克/克；饱和烃从 49.9%降到 21.9%；芳香烃含量从 16.2%增加到 18.9%；产烃率由 0.312 降到 0.22。该阶段液态烃几乎全部由高温作用而裂解，以生干气为主。

通过上述分析可以看出，侏罗系具有较厚的暗色泥岩、植物炭屑丰富并多处见煤，有机质丰度指标较高、母质类型以Ⅲ类为主、生油门限深、演化程度高、具有生成油气的有利地化条件，特别是对煤成气的生成更为有利。沙河子组是侏罗系最好的生油气层。

1984 年以后，东南隆起区的勘探工作主要集中在梨树断陷，随着梨参 1 井及四 2 井工业油气流的获得，生油研究得以深入。1987 年，吉林油田研究院主要从地球化学角度对德惠、梨树断陷的侏罗系生油问题进行探讨。通过对油气性质、油源对比，天然气成因类型、生油气岩的地球化学特征、有机质热演化模拟、生油机理等方面进行分析，指出：德惠断陷和梨树断陷的油气均来自下伏侏罗系；梨树断陷侏罗系沙河子组为好的生油气岩，生油母质类型为$Ⅱ_B$；火石岭组为生油岩，生油母质类型为$Ⅱ_B$—Ⅲ类。并且分别计算了两断陷的油气

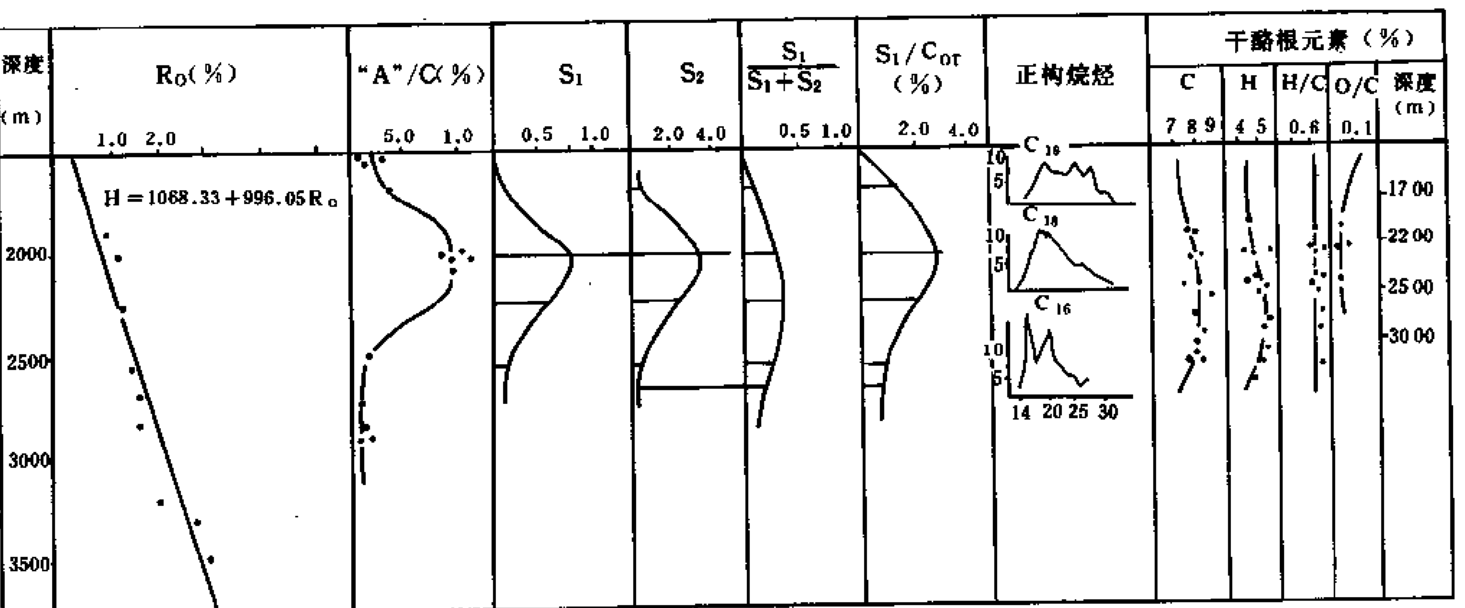


图 2-6-27 德惠断陷有机质热演化特征图

表 2-6-25 德惠断陷有机质热演化阶段划分表

演化阶段		深度 (m)	温度 (℃)	R_o (%)	氯仿沥青"A"/C (%)	CH/C (%)	族组成			正构烷烃			异构烷烃			热解色谱		干酪根元素			
							饱和烃 (%)	芳香烃 (%)	饱/芳	$\frac{\Sigma C_{21前}}{\Sigma C_{22后}}$	OEP	主峰碳	$\frac{Pr}{n_{17}}$	$\frac{Ph}{nC_{18}}$	$\frac{Pr}{Ph}$	S_1	$\frac{S_1}{S_2+S_3}$	C (%)	H (%)	H/C	O/C
未成熟		<1660	60	<0.6	26	14.7	17.3	20.8	0.85	0.58	1.07	C_{19} C_{26}	0.44	0.44	0.61	0.002	0.003	71.48	4.31	0.72	0.140
成熟	低成熟	1660 1865	66	0.8	24	9 0	20.9	19.9	1.0							0.070	0.100				
	高成熟	1865 2360	83	1.3	69.3	51.7	49.9	16.2	3.4	1.31	1.07	C_{19}	0.22	0.18	1.38	0.543	0.312	79.17	4.67	0.71	0.046
过成熟		2360 3060	107	2.0	35.3	16.2	21.9	18.9	1.7	2.64	0.79	C_{16}				0.120	0.220	79.4	4.85	0.74	0.037

资源量，德惠的原油聚集量已达亿吨级，天然气聚集量约为数百亿立方米，梨树断陷的上述数据亦不相上下。并认为从整体上讲，梨树断陷的煤成气资源潜力大于德惠断陷，而原油的资源潜力则恰好相反。

第十节 第三系生油岩

吉林省第三系地层主要分布在外围盆地，尤以伊通地堑为著。松辽盆地内部的第三系生油研究尚未作系统工作。

1981年，吉林油田研究院在伊通地堑进行了石油地质调查工作，首次提出伊通地堑第三系赋存三套泥岩，具生油条件❶。调查结果提出：地堑内3000余米的第三系含煤层系中的主要含煤段，舒兰组顶部及其以下的新安村组的巨厚的湖相泥岩沉积，具有不可忽视的生油、生气潜力。这些泥岩所含的干酪根均为Ⅲ型，但作者认为，石油的生成是有机质丰度和地质环境的综合效应；有机质丰度的高低和盆地成油条件的优劣是能否生油的关键；有机质类型的优劣不应成为评价生油岩的主要依据。并且认为：地堑基底的迅速而又有节奏的沉降，巨厚而又有韵律的盖层沉积，加之有利的地热条件，为石油的生成提供了良好的物质基础、保存条件和转化条件。因此，肯定这三套泥岩是该区的主要生油岩。

1984年，吉林油田研究院在中新生代油气资源评价中计算了该区的石油资源量为数亿吨。随后，1986年，吉林油田研究院在“依兰—伊通地堑南段岔路河坳陷油气资源早期评价”和“岔路河坳陷有机地球化学特征及资源量计算”两报告中分别对该区地质环境及地球化学条件作深入研究。后者通过干酪根元素、热解色谱、干酪根镜下鉴定等指标，把岔路河坳陷（伊通地堑内的一级负向单元）下第三系生油岩干酪根进行划分：水曲柳组定为$Ⅱ_B$—Ⅲ类；舒兰组定为$Ⅱ_B$—Ⅲ；新安村组定为$Ⅱ_B$类。该区生油门限定为2500米，最后分别计算了岔路河坳陷的油气生成量和聚集量，这是一次较系统的生油研究。

上述两阶段的工作，分别从地质及地球化学角度为第三系的生油研究打下了基础。各报告的论断已为油田的发展所证实。

综合侏罗系及第三系生油研究的主要成就是：$Ⅱ_B$—Ⅲ类干酪根的生油能力初步得到了肯定，从而为吉林省众多的侏罗系断陷及第三纪盆地的勘探提供了依据。但是其成油机制尚未得到理论上的阐述。

---

❶张明坤，1982，“佳—伊地堑南段含油远景评价”。

第七章 储集层

第一节 概 况

一、松辽盆地南部储集层

松辽盆地南部储集层集中在下白垩统、上白垩统，侏罗系及基岩风化壳亦有少量分布。储集层自上而下划分为顶部、上部、中部、下部和深部5个组合，含8套含油层系、若干层组（表2-7-1、表2-7-2）。油气在各组合中的分布状况为：顶部组合含生化甲烷气，深部组合含石油、煤成气及二氧化碳气，其余各组合均含石油及油型气。各含油组合中以下部组合的扶余油层为全区主力油层，其探明储量占全区的84%，其次为中部组合的萨尔图油层，占11%（表2-7-3）。

下部组合及其以上各组合的储集层岩性以细—粉砂岩为主，属河湖过渡相沉积。它们在平面上基本围绕各时期的沉积中心作半环状或环状分布。储集层严格受盆地北部砂体、西北的英台砂体、西南的保康砂体和东部的怀德砂体所控制。上述各砂体随湖盆的兴衰而消长，随沉积中心的偏移而滚动，从而导致各储集层规模、展布、厚度及其结构的多变，如表2-7-4。储集层物性上部较好，其孔隙度一般在15%以上，下部地层一般小于此数。各层内部变化总规律是，在平面上由沉积中心向边缘变好，变化模式呈半环状或环状结构；纵向上由浅而深变差；一般以1500米为界，其上随深度增加，孔隙度作线性减小；1500米以下减小不甚明显。这种趋势被解释为：由于自沉积边缘向中部岩石粒度变细，泥质胶结增加，成岩程度由浅人深逐渐加深的结果。

储集空间几乎全部为砂岩孔隙，岩石裂缝极为次要，不起主导作用。但作为流体的通道，其作用不可忽视，油井水窜、套管变形，其原因均与裂缝的大小、性质及分布特征有关。

深部含油组合是指深部地层所赋油气层。包括农安油层、侏罗系油层和风化壳油层。习惯上称泉二段—登娄库组内所含储集层为农安油层。1982年以前它一直是深部组合中唯一的含油层。1984年2月，在德惠后岗子构造农101井的侏罗系及基岩风化壳发现少量油流，于是又在农安油层之下增划侏罗系油层和风化壳油层。同年7月，在梨树断陷泉一段和梨树组一—四段发现油流，人们划前者为农安油层、后者为怀德油层。并将其自下而上分为四个油层组。怀德油层与梨树组的对应关系是：怀一组—梨四段，怀二组—梨三段，怀三组—梨二段，怀四组—梨一段。这是在梨树组层位未定的条件下的暂时规定。据地震界面的对比、岩性特征及化石资料的考证，梨四段可能与登娄库组相当，其下的地层属于侏罗系，若此方案成立，则怀德油层必将解体，即怀一组为农安油层，怀二—四组为侏罗系油层。

深部组合是一个非常复杂的含油系统，其储集空间以砂岩孔隙为主，同时有火成岩孔洞、岩石裂缝和风化壳等各种类型。农安油层以砂岩孔隙为主，火成岩孔洞多见于侏罗系，岩石裂缝受构造控制较严，在断裂发育处见诸于各油层中，基岩风化壳目前仅见于后岗子构造的基岩顶面，其发育情况受控于古地貌、基岩性质及其风化程度。

表2-7-1 松辽盆地南部含油气组合划分表

地层 界	系	统	组	段	代号	油层 组合	名称	代号	地震反射界面	相序	湖盆发育阶段	地层厚度(m)
新生界	第四系				Q					河流—沼泽		0～143
	第三系		泰康		N_2t							0～135
			大安		N_1d							0～125
中生界	白垩系	上统	明水	二	K_2m^2	顶部组合	明水气层	M		滨湖—泛滥平原	萎缩	0～357
				一	K_2m^1							0～298
			四方台		K_2s					泛滥平原		0～410
		下统	嫩江	五	K_1n^5	上部组合	黑帝庙油层	H	T_{03}	泛滥平原	缩	0～500
				四	K_1n^4					滨湖		
				三	K_1n^3				T_{04}	较深湖—深湖		50～120
				二	K_1n^2						极盛	80～213
				一	K_1n^1	中部组合	萨尔图油层	S				27～120
			姚家	三、二	K_1y^{2+3}				T_1	滨湖—泛滥平原淤积	再度扩张	10～200
				一	K_1y^1		葡萄花油层	P				
			青山口	三、二	K_1qn^{2+3}		高台子油层	G	T_1'	较深湖—深湖	衰退	80～600
				一	K_1qn^1						兴盛	40～100
			泉头	四	K_1q^4	下部组合	扶余油层	F	T_2	滨浅湖—河流	扩张	0～120
				三	K_1q^3		杨大城子油层	Y				0～500
				二	K_1q^2	深部组合	农安油层	N				0～480
				一	K_1q^1				T_{a2}			0～890
			登娄库		K_1d				T_3	河沼—滨湖	张	
	侏罗系				J				T_4、T_{J3}、T_{J2}、T_{J1}	河沼—浅湖		
古生界					Pz				T_5			

表 2-7-2　松辽盆地南部储集层综合数据表

油　层	农安油层		杨大城子油层	扶余油层	高台子油层	葡萄花油层	萨尔图油层	黑帝庙油层	明水气层	备　注
地层	登娄库组	泉头组一、二段	泉三段	泉四段	青二、三段	姚一段	姚二、三段 嫩一段	嫩江组三、四、五段	明水组	
地层厚(m)	226～554	480～890	500	120	80～600	0～50	0～134 0～102	0～650	0～357	盆地南部探井分层表
砂岩厚(m)	215	65～212	19～162	7～81	224	27～47		27～80	30	油气资源评价图集
砂泥比①	0.39～0.95	0.14～0.24	0.04～0.3	0.06～0.7	0.28～0.37	0.34～0.54		0.04～0.12	0.08	
砂岩性质	灰白色含砾中砂—粗砂岩	紫红色夹白色砂岩、砂砾岩	灰白、灰紫色细砂岩	灰白色粉—细砂岩	灰白、浅灰绿色粉—细砂岩	灰、灰白色粉砂岩、泥质粉砂岩		灰白、浅灰绿粉—细砂岩	灰白色细粉砂岩	油气资源评价报告
孔隙度(%)	2.3～10.6	8.9～19.4	2.7～19.1	4.35～26.9	3.9～30.2	11.2～33	14～26.9	22.1～32.0	28.6	物性资料
渗透率($\times 10^{-3}\mu m^2$)	0.0～28.3	0.8～260.0	1.0～283.0	0.0～4.9	0.0～9.5	0.2～82.4	2.1～316.0	2.2～161.3	419	物性资料
相环境	滨湖—山前平原	河流	河流	河流三角洲	河流三角洲—滨湖浅水	河流三角洲	湖滩	浅湖—滨湖浅水	河流—浅湖	油气资源评价报告
含油性	煤成气		原油	原油	原油	原油	原油	原油	生化甲烷气	

①指地层中砂岩厚度与该地层厚度之比。

表 2-7-3 松辽盆地南部不同层位储量分布比例表

油层	占总储量的百分比（%）
黑帝庙油层	2.1
萨尔图油层	11.0
葡萄花油层	2.2
扶、杨油层	84.7

二、研究简况

1955～1962 年间，松辽盆地石油地质普查时期，曾对全区储集层作过初步研究，但随着对地沉积环境认识的深化，其结论大部已失实，惟其研究方法和途径仍可借鉴，详见"松辽盆地石油地质（1955～1963 年石油地质普查总结）"。

1975 年以来，在盆地南部开展沉积相研究，对松南地区三个沉积体系的规模、发育特征及其与储集层的关系作了初步分析，认为沉积砂体的河流—三角洲环境是储集层发育的最好地区，从而为储集层作了沉积环境上的说明。

1980 年，吉林油田的"松辽盆地南部白垩系砂岩物性的变化特点及其影响因素"一文，对松南白垩系下统上部储集层物性与成岩作用之间的关系作了定性研究。文章指出，砂岩物性的改变，除同生早期成岩作用阶段的重力作用外，进入晚期成岩阶段后，石英、长石颗粒的次生加大、胶结物的重结晶作用均不同程度地改变着岩石物理性质，其总趋势是随成岩作用加深，物性变坏。

1982 年，在"松辽盆地南部白垩系泉头组第三、四段砂岩物性分析"一文中，对全区的泉三、四段砂岩物性变化规律进行了宏观分析，定量地揭示了其物性的纵、横向变化规律及概率分布状况。同时，定量地描述了地压、地温、碎屑矿物成分及胶结类型对物性的影响与控制。1984 年提交的"乾安油藏石油地质特征研究"报告，对高台子油层提供了全面的信息。

此外，在各时期、各油田的地质总结、储量报告、开发方案等地质文献中，对局部构造的产层均有较深入的探讨。其研究的重点，主要是产油层的吞吐能力及改造前景，为采油工作提供依据。

近年来对泥岩裂缝储集层的研究也引起了人们的关注，目前已累积了部分局部地区资料。其中研究较详的有扶余、新木地区的储集层及乾安等地区的局部储集层。

虽然研究中取得了砂岩颗粒的形态、排列方式、孔隙、喉道等微观特征，直接控制储集层孔隙度、渗透率、含油饱和度和油气采收率等重要参数，但这方面的研究也仅对个别层系作初步探讨，资料尚不系统，有待进一步工作。

总的看来，目前储集层研究的现状是，各层系局部研究较多，区域研究较少；下、中、上部组合研究较多，顶部和深部组合研究较少。

表 2-7-4　松辽盆地南部砂体数据表

层位＼数据＼砂体	保一乾砂体					英台砂体					怀德砂体					北部砂体				
	长 (km)	宽 (km)	面积 (km^2)	平均厚度 (km)	体积 (km^3)	长 (km)	宽 (km)	面积 (km^2)	平均厚度 (km)	体积 (km^3)	长 (km)	宽 (km)	面积 (km^2)	平均厚度 (km)	体积 (km^3)	长 (km)	宽 (km)	面积 (km^2)	平均厚度 (km)	体积 (km^3)
黑帝庙 (H_1)																80	100	6770	0.020	135.5
黑帝庙 (H_2)																120	80	8225	0.007	57.5
萨尔图	100	110	9625	0.0136	131	80	120	7188	0.0297	213	65	80	4686	0.0118	55					
葡萄花	150	125	15625	0.0094	147	60	110	6600	0.0106	70	50	35	1792	0.0056	10					
高台子	147	120	17640	0.085	1499	60	90	5400	0.072	389										
扶　余	230	110	17813	0.033	588	70	90	5250	0.021	110	100	75	6250	0.036	78					
合　计			60703	0.14	2365			24438	0.133	782			12728	0.053	143			14995	0.027	193
备　注	总叠加面积：112864km^2；总叠加体积：3483km^3																			

第二节　下部组合——扶余、杨大城子油层

扶余油层和杨大城子油层分别位于下白垩统泉四段和泉三段，习惯上，将二者合称扶杨油层。它们是松辽盆地南部目前保证稳产、高产的主要生产层，也是松南地区寻找后备储量的主要勘探对象。就扶余、杨大城子两油层而言，又以扶余油层为主力油层，其研究程度亦高。

泉三、四段分布范围西界白城—双辽一线，东止盆地边缘，其中研究较详者有扶余、东南隆起、木头、新立、孤店子等5个地区，目前对扶杨油层进行开发的油田有扶余、木头、新立油田，三者的产量总和占松南地区产量的80%以上（1984年）。新开发的油田有乾安油田，产量未计入总量。另外，在孤店地区、扶余Ⅱ号构造、大安构造、农安构造均见工业油流。

一、岩石性质

泉三、四段地层厚度分别为500米和200米，埋藏深度260～2600米。它们是自泉二段沉积末期开始，湖盆由局部断陷向整体坳陷转化过程中的沉积产物。由泉三段开始，湖盆沉积特点逐步由填充式转变为披盖式，泉四段已覆盖中央坳陷及其以东地区。故扶余油层的分布范围稍大于杨大城子油层。

泉三、四段砂岩厚度分别为19.5～162米和7.5～81.5米，砂地比分别为13.9～32.4%和3.8～40.8%。砂岩总体以大安为中心，呈半环状分布，并在扶余、大安西及太平川等地加厚。砂岩成分以石英、长石为主，其含量分别为25～40%及25～30%。在新立、乾安地区石英含量增高，乾安达50%。砂岩粒级一般可分为四级，即不等粒砂、细砂、粗粉砂和粉砂。含油层以细砂为主。不等粒砂和粉砂次之。唯新立地区较粗，其不等粒砂与细砂厚度略等，而在扶余、木头及东南隆起区，细砂均超过50%。砂岩胶结物以泥质为主，含量在10～30%之间。各地泥质含量由多到少的次序为：东南隆起区、木头、新立、扶余。东南隆起平均值为20.1%，扶余为16.0%。砂岩中钙质含量较少，一般不超过10%，各地区含量由高到低的次序为乾安、东南隆起区、新立、木头、扶余。其平均值变化范围为6.9～4.0%。泉三、四段砂岩的胶结类型可分为3大类12型（式），即接触—孔隙类，再分接触型、孔隙—接触型、接触—孔隙型、孔隙型；基底类，再分基底—孔隙型、孔隙—基底型、基底型；再生类，再分接触—再生型，再生—接触型、再生—孔隙型。就各类型对储油贡献而言，以接触型为最佳，再生型最差，前者分布在扶余地区，后者几乎为乾安地区“专属”。

二、储集岩孔隙结构

孔隙结构的研究内容包括孔隙空间形态、各类孔隙的组合特征、分布的均匀性和孔隙空间填充物性质及其填充方式。这些资料主要靠电镜扫描和压汞实验取得。

1984年，由吉林油田研究院中心实验室提交的“扶余油田岩芯孔隙结构特征及其与驱油效率关系的实验研究”报告，是研究储集层微观结构较早的一篇文献。它通过对扶余6口检查井部分岩芯压汞和电镜扫描资料的综合研究，给出了孔隙结构诸参数及其变化范围，建立了有关参数间的单相关系式，为岩石物性的定量研究提供了方法。

同年，研究院对新立油田油层孔隙结构作了较深入的研究❶，将该区孔隙结构分为4种

❶程玉林，1984，“新立油田油藏地质特征再研究”。

类型，并对每种类型的特征进行了详细的描述，在研究孔隙结构变化规律及控制因素时，予以较多的地质说明。

(一) 孔隙空间特征

电镜扫描观察结果认为，扶、杨油层的孔隙形态可分为4种，即Ⅰ类，粒间孔隙：由碎屑颗粒堆积直接形成的孔隙，即原始沉积孔隙，这种孔隙对本区孔隙储油性能影响甚大；Ⅱ类，次生孔隙：岩石碎屑主要是长石颗粒，由于淋滤作用而形成的孔隙；Ⅲ类，充填物内孔隙：由胶结物脱水、或粘土矿物重结晶而形成的微孔隙，它受粘土矿物的影响甚大；Ⅳ类，岩石裂缝：主要由动力作用形成，可分两种，即岩石颗粒裂缝和粒间裂缝，此类受构造变动影响较大。

扶、杨油层上述各类孔隙充填物以粘土为主，其次为石英、长石及碳酸盐矿物。粘土矿物的成分、含量及其产状直接影响孔隙的结构特征。据"新立油田油藏地质特征再研究"中记载，扶杨油层粘土矿物以伊利石为主，绿泥石次之，蒙脱石和高岭石相对较少。矿物的产状有三种类型，即分散质点式、薄膜式和桥塞式，以薄膜式、桥塞式或其混合式为主。其中桥塞式渗透率最差。

(二) 孔隙结构的分类

孔隙结构分类的主要参数是渗透率（K）、排替压力（p）喉道半径中值（R_{50}）、最大喉道半径（R_{max}）和孔隙度（M）●。据此，将扶、杨油层分为4种结构类型（表2–7–5）。

表2–7–5　孔隙结构分类统计表

类型	p（$\times 10^5$Pa）		R_{50}（μm）		R_{max}（μm）		K（$\times 10^{-3}\mu m^2$）		M（%）		样品所占百分数(%)
	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	
Ⅰ	0.9～1.6	1.29	3～1.26	1.35	8.15～5.36	6.38	62.6～8.26	19.30	15.33～18.50	16.9	35.71
Ⅱ	1.7～2.27	1.97	0.625～0.35	0.46	5.25～3.30	4.06	10.5～3.74	6.83	14.00～17.50	15.73	23.81
Ⅲ	2.6～7.2	4.91	0.48～0.2327	0.33	3.5～1.06	1.94	3.79～0.66	1.88	13.57～17.53	15.85	30.68
Ⅳ	7.6	15.48	0.1027～0.0355	0.06	0.99～0.24	0.49	10.4～0.10	0.53	8.46～14.95	12.3	9.52

(三) 油层孔隙结构特征及其影响因素

1. 油层孔隙结构特征

扶、杨油层的各种类型孔隙的分布是不均匀的，由此决定了油层的非均质性，这种非均质性反映在毛管压力曲线直方图上，表现为变异系数具有不同的特征(以新立为例)：Ⅰ类——孔喉分布峰位4～10微米，主峰值40%左右，主峰突出，喉道半径较大，分选好，变异系数0.8288。Ⅱ类——孔喉分布峰位1.6～2.5微米，主峰值23.45%，喉道半径区间在2.5～6.3微米，含量较高，约占17%，变异系数0.8314。Ⅲ类——孔喉分布峰位1.6～2.5微米，主峰值为23.7%，喉道半径0.04～0.25微米，含量较高，具双峰性，两峰分别由粒间孔隙及粘土矿物微孔隙构成。这类孔隙结构类型，喉道半径小，分选差，变异系数可达0.9656。Ⅳ类——孔喉分布峰位在0.16～0.25微米，主峰值26.20%，主峰较突出，但喉道半径小，主要由桥塞式粘土微孔隙构成。

●孔隙度的代号有时用φ。

以上四种孔隙结构类型的毛管压力曲线均偏向右上方，为负偏态。

2. 影响因素

油层孔隙结构的外界影响因素很多，其中沉积环境是主要因素，它包括母岩成分、搬运速度、颗粒大小、沉积方式、泥质含量等因素。这些因素在不同时期或同一时期不同沉积环境均影响着孔隙结构特征。

在平面上，孔隙结构特征变化受沉积亚相控制。以扶余油层Ⅲ砂组为例，该组沉积时期为曲流河沉积环境，沉积砂体类型主要有三种：河床砂、堤岸砂和废弃河道充填砂，它们均具有不同的孔隙结构组合特征。

(1) 河床砂　是新立油田扶、杨油层油气储集的主要砂体类型。沉积时水动力强，沉积颗粒较大，粒度中值一般为 0.12 毫米，为细砂岩，泥质和钙质含量低。岩石胶结类型以接触式、接触—孔隙式为主。分选较好，沉积厚度较大，储油性能相对较好。这种砂体类型中喉道半径中值一般大于 0.35 微米，渗透率大于 4×10^{-3} 二次方微米，孔隙结构类型为Ⅰ、Ⅱ类，粘土矿物在孔隙中多以薄膜式粘附于颗粒表面。

(2) 堤岸砂　包括天然堤和决口扇沉积，其规模、厚度一般较小，泥质含量变化较大，但一般小于 10%。岩性以粗粉砂岩为主。胶结类型以接触—孔隙式为主，分选较差，喉道半径中值 0.3～0.2 微米。渗透率在 $0.4\times10^{-3}\sim1\times10^{-3}$ 二次方微米之间。孔隙结构类型以Ⅱ、Ⅲ类为主。粘土矿物多以薄膜式和桥塞式混合出现。

(3) 废弃河道充填砂　水动力条件较弱，以细砂岩为主。岩石以孔隙式胶结为主，泥质含量一般大于 10%。喉道半径中值一般小于 0.2 微米，渗透率一般小于 1×10^{-3} 二次方微米。物性变差，储油性能亦差。该类型钙质含量一般高达 7%，这种类型砂体孔隙结构类型为Ⅳ类。粘土矿物以桥塞式为主。

除上述亚相控制孔隙结构外，在同一亚相的不同部位，孔隙结构亦有变化，一般在某相的主体部位要好于边缘部位。

在纵向上，松辽盆地南部泉三段至泉四段为一套连续沉积，其沉积相由河流相向河流—三角洲相逐步过渡。其孔隙结构类型、粘土矿物分布、产状随沉积环境在纵向上的变迁，而有规律地变化。

三、砂岩物性的变化规律及其影响因素

泉三、四段砂岩孔隙度及渗透率的区域变化范围分别为 3～30%及 $0.001\times10^{-3}\sim2000\times10^{-3}$ 二次方微米之间。研究人员将其变化规律进行了归纳，即物性在平面上由湖盆中心向边缘变好，纵向上由浅到深变差，如图 2-7-1、2-7-2 及表 2-7-6、2-7-7。

影响物性变化的宏观控制因素是沉积环境及其影响下的孔隙结构与构造。微观因素则主要是泥质含量、碳酸盐含量、胶结类型及埋藏深度和成岩程度。

(一) 泥质含量的影响

根据扶余、新立、木头和东南隆起 4 个地区 8 个构造 28 口井 187 个砂岩层的统计，将实测渗透率平均值 K 与实测泥质含量平均值 QS 绘制 QS—K 关系图，K 为对数座标，QS 为算术座标（图 2-7-3）。结果发现，各地区泥质含量对物性影响较大，在半对数座标纸中两者呈良好的线性关系。

(二) 碳酸盐含量的影响

将松辽盆地南部 5 个地区 13 个构造 72 口井中 10000 余个样品实测的结果统计成表 2-7-8，由表上可见整个松辽盆地南部泉三、四段砂岩中碳酸盐含量普遍偏低，各地区平均

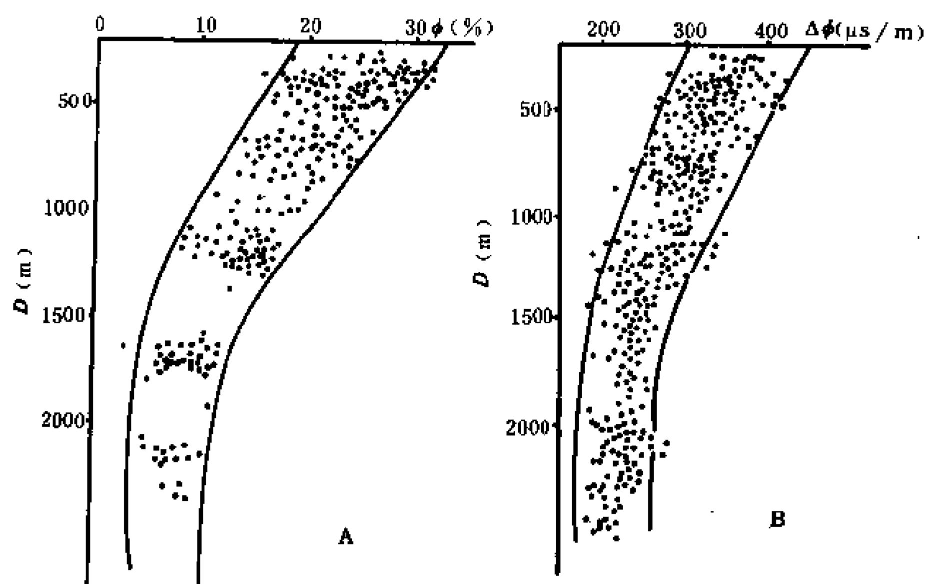


图 2-7-1 松辽盆地南部泉三、泉四段

砂岩φ—D、Δt—D 关系图

A-φ-D 关系图；B-Δt-D 关系图

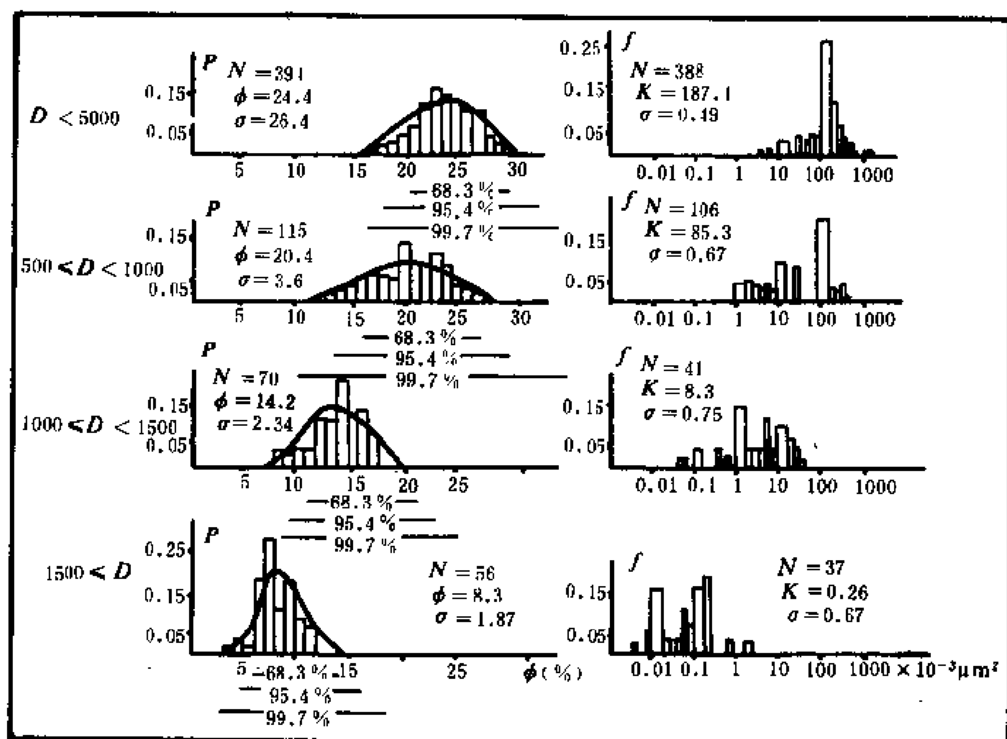


图 2-7-2 盆地南部泉三、泉四段砂岩

物性纵向分布概率图

值为4～7%，全区总平均为5.5%，几乎全部小于20%。各地区含量从高到低的顺序为乾安、东南隆起、新立、木头、扶余。碳酸盐含量对岩石物性影响的规律是：当各地碳酸盐含量（不参加定名的含量）小于10%时，对渗透率的影响甚微，只有当其大于10%时，才显出反向变化的趋势，如乾安地区。

表2-7-6　松辽盆地南部泉三、泉四段砂岩物性横向变化数据表

地　区	物性参数	物性变化范围			
		平均值	峰　值	最大变化范围	主要变化范围
扶　余	孔隙度(%)	24.2		16～32	21～27
	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	114	100～200	3～2000	30～400
东南隆起	孔隙度(%)	18.7		5～3	14～23
	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	113	100～200	1～500	2～500
木　头	孔隙度(%)	18.4		6～30	14～22
	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	46.8	6～20	1～600	1～200
新　立	孔隙度(%)	14.5		7～22	12～17
	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	8.7	1～2	0.06～50	0.06～30
乾　孤	孔隙度(%)	8.7		3～17	6～12
	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	0.13	0 2～0.3	0.004～0.8	0.009～0.3

表2-7-7　松辽盆地南部泉三、泉四段砂岩物性纵向变化数据表

纵向深度区间(m)	物性参数	物　性　变　化　范　围			
		平均值	均方差	最大变化范围	主要变化范围
<500	孔隙度(%)	24.4	2.64	16～32	21.7～27
	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	187.4	0.49	3～2000	30～400
500～1000	孔隙度(%)	20.4	3.60	9.6～31.5	16.8～24
	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	85.3	0.67	1～600	10～200
1000～1500	孔隙度(%)	14.2	2.34	7～21.2	11.9～16.5
	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	8.3	0.75	0.05～50	0.1～40
>1500	孔隙度(%)	8.3	1.87	2.7～14	6.4～10.1
	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	0.26	0.67	0.004～3	0.009～0.3

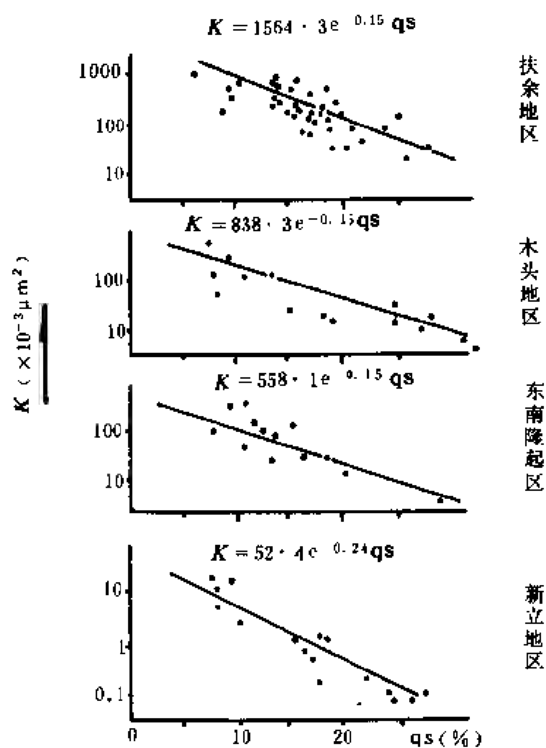


图 2-7-3　各地区泉三、泉四段砂岩 QS—K 关系图

（三）胶结类型的影响

各种胶结类型对物性的控制范围如表 2-7-9。从表中可以看出：对于接触—孔隙类，孔隙度大约控制在 15～25%，而基底类在 10～20%，再生类在 5～15%。

各种胶结类型在各地区的分布状况为：扶余——接触式和接触—孔隙式为主；东南隆起区——孔隙式为主，次为接触—孔隙式、接触式；木头地区——接触式占绝对优势；新立地区——接触—孔隙式和接触式为主；乾安地区——再生式为主，属最次一种类型。

孔隙类型的形成与沉积环境、成岩条件均有密切关系，所以亦具前述的纵、横向变化的特征。

（四）孔隙度与渗透率的关系

泉三、四段砂岩粒度变化不大，在这种条件下，砂岩孔隙度与空气渗透率就存在相关关系。经研究证明，该区砂岩孔隙度、渗透率在双对数坐标纸上，确有良好的线性关

表 2-7-8　松辽盆地南部泉三、泉四段砂岩中碳酸盐含量频率分布数据表

地　区	碳酸盐含量变化情况			
	最大变化范围（%）	主要变化范围（%）	平均值（%）	均方差
扶　余	0～28	0～8	4.0	3.26
木　头	0～18	1～7	4.7	3.92
新　立	0～22	0～7	5.1	4.76
乾安孤店	2～16	3～14	6.9	3.01
东南隆起	0～14	1～14	6.6	3.52

系，其相关系数可达 0.93，其线性方程为：

$$\lg K=6.38\lg\phi+\lg\ (1.59\times10^{-7})$$

去对数底，为幂数方程：

$$K=1.59\times10^{-7}\phi^{6.38}\quad(3<\phi<30)$$

K 对 ϕ 的变化率为

$$\frac{dK}{d\phi} = 1.01 \times 10^{-6} \phi^{5.38}$$

式中　K——渗透率；

ϕ——孔隙度。

表 2-7-9　胶结类型对孔隙度的主要控制范围

序号	胶结类型	φ值（%）		
		主要变化范围	均　值	方　差
1	接触	17～28	22.0	5.2
2	孔隙—接触	16～28	21.8	6.1
3	接触—孔隙	14～27	20.0	6.0
4	孔隙	10～26	18.0	7.7
5	基底—孔隙	7～22	14.1	7.3
6	孔隙—基底	5～20		
7	基底	4～19		
8	再生—接触	7～14	10.6	2.9
9	接触—再生	7～16	11.8	4.0
10	再生—孔隙	6～13	9.6	3.0
11	孔隙—再生	6～13	10.0	3.3
12	再生	7～11		

图 2－7－4 是取自全区 560 对 K—ϕ （K—ϕ 都是若干样品实测数据的加权平均值），数值的关系图，图中还可以反映出整个松辽盆地南部 K_1q^3 和 K_1q^4 砂岩物性的变化范围较大，并且基本上有如下的孔渗对应关系，即 $\phi \leqslant 10\%$—$K \leqslant 1 \times 10^{-3}$ 二次方微米；$\phi \leqslant 15\%$—$K \leqslant 10 \times 10^{-3}$ 二次方微米；$\phi \leqslant 20\%$—$K \leqslant 100 \times 10^{-3}$ 二次方微米。

（五）深度对物性的影响

深度对物性的影响是一个综合效应。它主要包括上覆沉积物的重力作用和岩石的后生作用。压力随深度增加，岩石的孔隙度则相应作线性减小，其中包括孔隙几何形状的改变。到一定深度，孔隙减小到“极限”，这时温度开始使岩石发生低级变质，即进入鲁欣的“后生成岩作用阶段”，此中，石英、长石的次生加大，都在不同程度上堵塞已经压实了的岩石孔隙，使岩石物性继续变坏。但从统计数字上看，这类后生作用的影响，在本区尚不十分明显，所以在深度超过某个界线后，孔隙度减小的幅度亦并不十分明显。

表 2-7-7 是泉三、四段物性变化范围和分布特征的综合资料，可以看出，大体以 1500 米深度为界，以上深度与孔隙度呈线性关系，以下变化梯度明显减小，使变化曲线在 1500 米处产生“折角”或“拐点”（参见图 2-7-1A），这种变化的回归方程：

$$\overline{\phi}\begin{cases}29.2-0.013D & (D<1500\text{m})\\ 15.4-0.003D & (D\geqslant 1500\text{m})\end{cases}$$

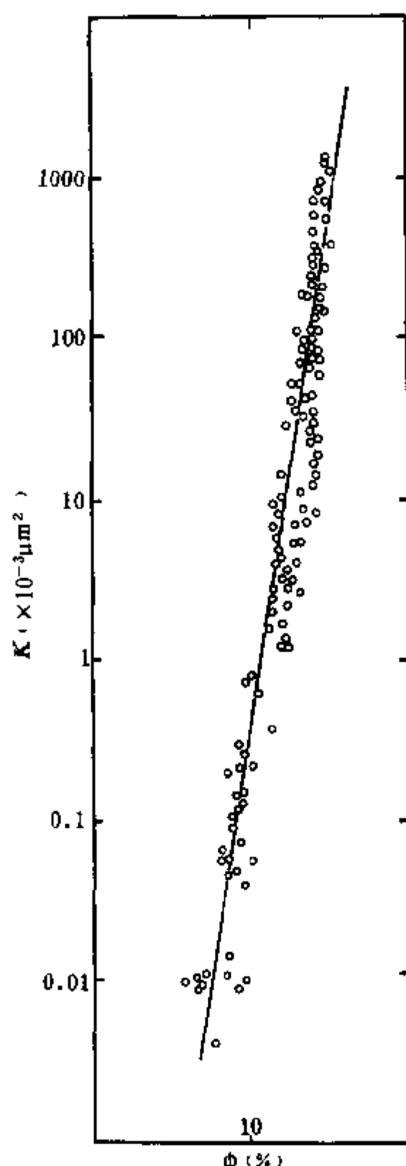


图 2-7-4 盆地南部泉三、泉四段砂岩 K—ϕ 关系图

式中 D——代表储集层埋藏深度；

$\overline{\phi}$——平均孔隙度。

该方程表明，深度每增加 100 米，孔隙度降低 1.3%，当超过 1500 米时，增加同样的深度仅降低 0.03%。而这 0.03%的递减率又主要是成岩后生作用的结果。

图 2-7-1、2-7-2 分别是孔隙度 ϕ、声波时差 Δt 与深度 D 关系图和砂岩物性的纵向分布概率图，所绘图件均以实测资料为据，它们基本符合上述回归方程。

（六）成岩阶段对物性的影响

这方面的研究成果曾反映在吉林油田研究院 1980 年提交的"松辽盆地南部白垩系砂岩物性的变化特点及影响因素"报告中。报告以南部下白垩统整体为研究对象，但侧重于泉头组扶杨油层及青山口组高台子油层的研究。

报告认为松南的成岩作用可分为同生作用、成岩作用和后生作用三个阶段（表 2-7-10），一般认为同生作用阶段沉积厚度不超过 10～15 厘米，由此直到 1000 米均属成岩阶段；1000～2000 米属晚期成岩作用和早期进后生作用阶段；超过 2000 米，则属进后生阶段。各阶段粘土矿物、石英、长石次生加大级别及孔隙结构均作有规律的变化（表 2-7-10）。按此标准，松辽盆地南部成岩最大级别不超过后生作用的进后生作用阶段。所以，在退后生作用阶段应该大量出现的岩石矿物的溶蚀作用，即次生孔隙尚未出现。反映在 ϕ—D 关系图（图 2-7-1A）的下部亦未出现明显的孔隙度随深度加深而增加的现象。但是，在成岩阶段晚期至退后生阶段以前出现的 $CaCO_3$ 重结晶，却为采取酸化的方法提高孔隙度提供了可能。

报告结论认为，泉三、四段砂岩物性由盆地边缘向中心变坏，除沉积条件外，由于埋深引起的成岩作用的加深亦有直接关系。图 2-7-5 为松辽盆地南部泉四段成岩作用横剖面图，图中泉四段顶面以下的斜线组代表石英加大级别，其由盆边向中央的加级现象一目了然。

四、有利储集层的分布

（一）物性分类及其展布

综合松辽盆地南部泉三、四段物性的纵横向变化的状况，可将其依次分为Ⅴ类，其分类标准为：Ⅰ类 $\phi\geqslant 25\%$；Ⅱ类 $20\%<\phi<25\%$；Ⅲ类 $15\%\leqslant\phi<20\%$；Ⅳ类 $10\%\leqslant\phi$

<15%；Ⅴ类ϕ <10%。对应上述各类的渗透K值的变化范围如表2-7-11，实际上第Ⅴ类ϕ <10%已不含油，对石油地质已没有意义。

表2-7-10　松辽盆地南部成岩作用阶段与矿物演化表

<table>
<tr><th colspan="6">石　化　作　用</th></tr>
<tr><td rowspan="3">同生作用</td><td colspan="2">成岩作用</td><td colspan="3">后生作用</td></tr>
<tr><td rowspan="2">早　期</td><td rowspan="2">晚　期</td><td colspan="2">进后生作用</td><td rowspan="2">退后生作用</td></tr>
<tr><td>早期</td><td>晚期</td></tr>
<tr><td>深度(m)</td><td><1000</td><td colspan="2"><2000</td><td>>2000</td><td rowspan="5">本区尚未发现该阶段的充分证据</td></tr>
<tr><td>层位</td><td>$K_2s \sim K_1n$</td><td colspan="2">$K_1y \sim K_1qn$</td><td>K_1q^4</td></tr>
<tr><td>石英次生加大级别</td><td>1级</td><td colspan="2">2~3级</td><td>4级</td></tr>
<tr><td>粘土矿物</td><td>蒙脱石</td><td colspan="2">水云母—蒙脱石</td><td>水云母</td></tr>
<tr><td>胶结类型</td><td>接触</td><td colspan="2">接触—再生</td><td>再生</td></tr>
</table>

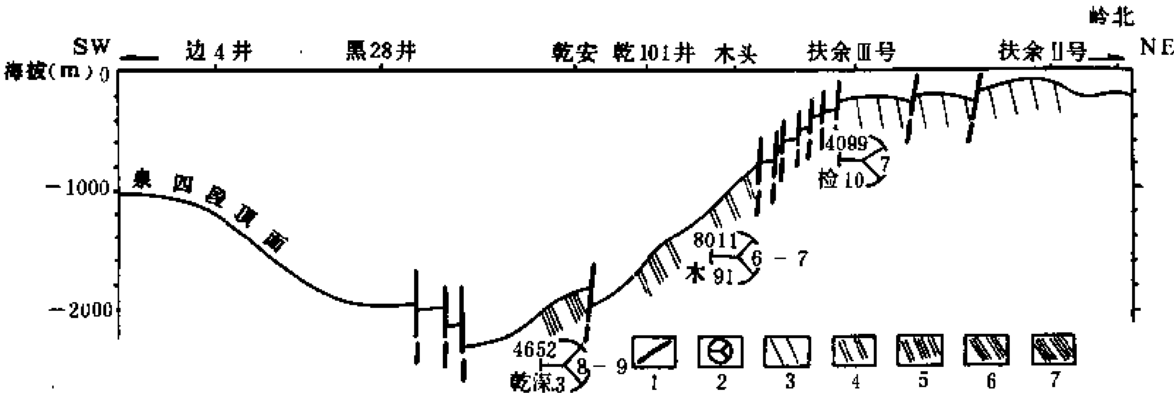


图2-7-5　松辽盆地南部泉四段砂岩成岩后生作用横剖面图

1—断层线；2—$\frac{水的总矿化度}{井号}$pH值；3—石英次生加大1级；4—石英次生加大2级；

5—石英次生加大2~3级；6—石英次生加大3级；7—石英次生加大4级

（二）物性对单储系数的控制

砂岩物性的优劣是单位体积（1平方公里面积内，1米厚的砂岩）内含油数量多寡的直接控制因素。通过单储系数公式

$$q=\phi \cdot S_o \cdot \gamma_o / b_o \times 100 \text{（万 t / km}^2 \cdot \text{m）}$$

的分析，认为松辽盆地南部扶杨油层中唯孔隙度ϕ值变化较大，其余如原始饱和度S_o、地面原油密度γ_o和体积系数b_o均可近似于常数。如再考虑只有孔隙度$\phi \geqslant 0.09$才有实际意义，那么，上述公式可改写成一个简单的直线方程：

$$q(\phi)=0.49\phi \quad (\phi \geq 0.09)。$$

根据上述情况，利用各地区砂岩物性纵向概率分布图（图 2–7–2），通过概率积分可计算出各类物性的单储系数的可能变化范围及其在各地区或纵向区间可能出现的概率，结果见表 2–7–12。此表即是储集层分区的直接依据。

表 2–7–11 松辽盆地南部泉三、泉四段砂岩物性分类及概率分布数据表

类别	ϕ（%）				K（$\times 10^{-3}\mu m^2$）				
	最大变化范围	主要变化范围	均值	方差	最大变化范围	主要变化范围	均值	方差	峰值
Ⅰ	25～31	25～29	25.9	1.22	20～2000	100～500	235.5	0.33	100 200
Ⅱ	20～25	20～25	23.0	1.32	2～700	20～300	75.7	0.41	100 200
Ⅲ	15～20	15～20	17.7	1.49	1～200	1～50	9.5	0.51	10 20
Ⅳ	10～15	10～15	13.5	1.42	0.05～40	0.2～20	2.4	0.62	1 2
Ⅴ	3～10	4～10	7.5	1.47	0.004～0.8	0.009～0.3	0.07	0.56	0.1 0.2

表 2–7–12 松辽盆地南部泉三、泉四段各类物性砂岩单储系数预测表

物性类别	ϕ值变化范围（%）	$q(\phi)$变化范围（%）	各地区出现的概率(%)					各纵向区间出现的概率(%)			
								D(m)			
			扶余	东南隆起	木头	新立	乾孤	≤500	500～1000	1000～1500	≥1500
Ⅰ	25～29	12.3～14.2	37.6	7.0	4.4			40.9	9.9		
Ⅱ	20～25	9.8～12.3	57.2	31.0	20.6	1.1		54.2	44.4	0.5	
Ⅲ	15～20	7.4～9.8	49	42.4	46.9	40.7	1.3	4.6	38.9	36.0	
Ⅳ	10～15	4.9～7.4		17.3	17.6	54.9	30.7		6.5	59.7	18.0
Ⅴ	9～10	4.4～4.9		2.0	1.4	3.1	67.8		0.1	3.5	80.7

对 1500 米以下的砂岩来说，只有近 40%的砂岩孔隙度在 9%以上，这就是说，在目前工业条件下，有 60%的砂岩是没有意义的，其余 40%单储系数 $q(\phi)$ 的变化范围为

$$q(\phi=0.09) \sim q(\phi=0.13)$$

即 $$q(\phi)=0.0441 \sim 0.6637 \mathrm{Mt}/(\mathrm{km}^2 \cdot \mathrm{m})$$

（三）有利地区

由表 2－7－6 可见，各地区砂岩物性的优劣次序为：① 扶余地区（$\overline{\phi}=24.2\%$，$\overline{K}=114\times10^{-3}$ 二次方微米），② 东南隆起区（$\overline{\phi}=18.7\%$，$\overline{K}=113\times10^{-3}$ 二次方微米），③ 木头地区（$\overline{\phi}=18.4\%$，$\overline{K}=46.3\times10^{-3}$ 二次方微米），④ 新立地区（$\overline{\phi}$

$=14.5\%$，$\overline{K}=8.7\times10^{-3}$二次方微米）、⑤乾孤地区（$\overline{\phi}=8.7\%$，$\overline{K}=0.13\times10^{-3}$二次方微米）。

整个松辽盆地南部泉三、四段地层砂岩物性可分为5类（以优劣为序），各地区及各纵向区间的砂岩物性隶属类别如表2–7–13。

表2–7–13　松辽盆地南部纵向区间砂岩物性类别表

地　区	类　别	各纵向区间　(m)	类　别
扶　余	Ⅰ+Ⅱ	<500	Ⅰ+Ⅱ
东南隆起	Ⅱ+Ⅲ+Ⅳ	500～1000	Ⅰ+Ⅱ+Ⅲ
木　头	Ⅱ+Ⅲ+Ⅳ	1000～1500	Ⅲ+Ⅳ
新　立	Ⅲ+Ⅳ+Ⅴ	>1500	Ⅳ+Ⅴ
乾　孤	Ⅳ+Ⅴ		

表2–7–13是从纯岩性厚度考虑的划分，如果考虑包括生油在内的其他因素，则东南隆起区肯定不是第二位，而是第五位。这个问题只有经过综合评价才能最后弄清。

第二节　中部组合——高台子油层、葡萄花油层和萨尔图油层

一、高台子油层

高台子油层位于下白垩统青山口组二、三段，属中部含油组合最下一个含油层系。它是在青山口中晚期湖盆萎缩背景下，河流向沉积中心推进时的产物，沉积环境属河流—三角洲及其前缘滨湖相。

青二、三段分布范围西起白城市，东至盆地边缘。但在华字井阶地及东南隆起区的杨大城子、德惠等地局部缺失或剥蚀。该段埋深150～2075米，以乾安为最深，小合隆为最浅，地层最大厚度600米，其中砂岩最大厚度为224.6米。砂岩大体以大安为中心，呈环状分布，最大厚度在大安、镇赉之间，于英8井以东至大安、扶余一线尖灭。最大砂地比为37%。

高台子油层含油地区主要见于小合隆、双坨子、大坨子、乾安、红岗子及英台等构造，并在红岗子、英台、乾安等构造获工业油流，是乾安油田的主要生产层。其他地区亦见不同程度的油气显示。

（一）砂岩性质

青二、三段砂岩以细—粗粉砂岩为主，成分为石英、长石及岩屑，含量因地而异。石英和稳定矿物含量一般从盆地边缘向中心递增。胶结物以泥质为主，含量15～20%，以接触—孔隙式或孔隙式胶结为主。孔隙度为3.9～32%，一般为10～20%，平面上也有由边缘向中心变差的规律。

近年来随着乾安地区勘探工作的进展，对高台子油层研究程度有所提高。该区砂岩成分以石英为主，其次为长石和岩屑，其含量分别占40～50%、25～30%和20～25%，为硬砂质砂岩。陆源重矿物以锆石为主，达90%。胶结物占10～30%，泥质占5～15%、碳酸盐

占2~20%，并见少量铁质及硅质。颗粒直径一般为0.04~0.1毫米，磨圆度较差，多为次棱角状。胶结类型以孔隙—接触式和接触—孔隙式为主，其次为孔隙式胶结，并见少量再生式胶结。由于成岩后生作用，硅酸盐矿物的次生加大较为普遍，一般可达2~3级，故其物性有随深度变差的趋势。

（二）孔隙结构

1. 孔隙空间特征

乾安地区高台子油层储集空间以砂岩孔隙为主，虽然岩芯中发现有裂缝，但它们一般不含油，而且被方解石所充填，故其储集空间占非常次要的地位。砂岩孔隙空间可分为三种类型。

(1) 粒间孔隙　此为原生孔隙，在分选好，粘土矿物含量较少的砂岩中发育。其孔隙的大小仅与砂岩颗粒及压实程度有关。

(2) 残余孔隙　被自生矿物（包括粘土矿物、自生石英次生加大和碳酸盐）充填后所残留的孔隙，在高台子油层中此类占比例较多。

(3) 溶蚀孔隙　原始沉积的长石、石英、胶结物及生物遗体，由于化学作用，部分或全部溶蚀而形成的空隙，在乾安油田中，这类孔隙曾有发现，但数量极微。

电镜资料表明，乾安地区粒间孔隙直径一般可达10~15微米，个别的大于10微米。乾安地区绝大多数孔隙是经过改造的残余孔隙，这就决定了其低孔、低渗的物性特征。

2. 孔隙结构

乾安高台子油层孔隙结构的主要特点是孔隙喉道半径小，一般在0.04~5微米之间，孔隙半径均值为0.8微米，孔隙半径中值为0.38微米。这个数值要比扶余、红岗、新立都低。砂岩分选中等，分选系数1.3~2.7，平均2.0，接近扶余油田和新立油田，但比红岗差，比英台强（表2-7-14）。

表2-7-14　乾安油田与其他油田孔隙参数对比表

油田	喉道半径中值 (μm)	喉道半径均值 (μm)	最大喉道半径 (μm)	流动半径下限 (μm)	平均渗透率 ($\times 10^{-3}\mu m^2$)	残余油饱和度 (%)
乾　安	0.38	0.8	3.2	0.4	5.4	35.4
英　台	0.4	1.8	9.0	2.3	52.0	34.0
红　岗	4.0	3.5	9.0	5.0	170.0	32.0
扶　余	3.0	3.5	13.0	3.5	180.0	30.0
新　立	0.4		4.1	0.5	8.0	15.8

根据压汞曲线形态、考虑样品喉道半径中值R_{50}，分选系数SP、渗透率K等参数，将乾安油田孔隙结构分为三种类型，其主要特征见表2-7-15。

一类：孔喉半径大，渗透率高，但孔喉半径分选较差，这类样品一般颗粒较大，粘土矿物含量低，粒间孔隙较发育，残余孔隙较大。次生作用主要为石英次生加大。

二类：中等孔喉半径及渗透率，原生的沉积条件及次生作用程度介于一、三类之间，属中间类型。

三类：孔喉半径小，渗透率低。这类样品一般颗粒较小，粘土矿物含量高。伊利石重结晶、石英次生加大及颗粒变形均比较强烈，严重地堵塞了原生孔隙，只发育较小的残余孔隙。

表 2-7-15　孔隙结构类型参数统计表

参数（一般值/平均值）\ 项目 / 类别	最大喉道半径 R_{max} (μm)	喉道半径中值 R_{50} (μm)	主要流动下限 R_{min} (μm)	渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)	分选系数 SP
Ⅰ	2.813～7.215	0.55～0.85	1.0	6.0～30.0	2.4～2.8
	4.5	0.72	1.0	15.7	2.6
Ⅱ	1.915～2.813	0.25～0.55	0.1～1.0	1.5～8.0	1.8～2.5
	2.6	0.32	0.4	3.8	2.1
Ⅲ	0.406～1.915	0.10～0.25	0.1	0.1～1.5	1.0～1.8
	1.2	0.15	0.1	0.74	1.6
备　注	R_{min} 指渗透率贡献值分布曲线之拐点所对应半径值				

3. 孔隙结构的影响因素

影响储集层孔隙结构的因素很多，砂岩的沉积条件为其原始因素。如水上分流河道相的乾安Ⅶ砂组有明显的正韵律，砂岩顶部为三类孔隙结构，上部为二类，中、下部为一类。平面上，同一砂体不同部位亦有较大差异，一般砂体中部好于边缘。这就是说亚相的影响规律，在高台子油层也普遍存在。

影响孔隙结构的另一因素是矿物颗粒的次生加大。青二、三段地层石英次生加大的程度由盆地边缘向中心加剧。从小合隆到红岗方向的南东—北西向剖面，总的看来，其埋藏深度大致两头浅、中间深。在东南隆起的小合隆构造上，由于埋藏仅 150～470 米，石英次生加大很不明显，而向中央坳陷区的坨 14 井埋藏深度为 700 米，石英次生加大为 1 级，属成岩作用阶段的产物。孤 6 井埋藏深度在 1250～1600 米，石英次生加大为 2 级，向中央坳陷的乾安构造，埋藏深度在 1650～1950 米，石英次生加大为 2～3 级，再向西北红岗地区埋深 1250～1600 米，石英次生加大变为 2 级。在"松辽盆地南部白垩系砂岩物性的变化特点及影响因素"一文中，粗略地统计了不同深度间隔，深度每增加 1 米石英次生加大的级别如表 2-7-16。

表 2-7-16　石英次生加大变化表

深度范围（m）	增加的级别
1000	0.001
1000～1500	0.002
1500～2000	0.003

这个规律在松辽盆地白垩系各储集层中均可见到，具普遍意义。

（三）储集层物性

1. 储集层物性基本特征

高台子油层孔隙度区域变化区间为 10—20%，渗透率 $0.001\sim9\times10^{-3}$ 二次方微米。

乾安构造高台子油层是一个低孔隙度、低渗透率油层，其储集层非均质性较强。砂岩最大孔隙度为 22%，一般为 5～20%，平均 11.4%，有效厚度内孔隙度平均值 15.6%；渗透率最大为 35.4×10^{-3} 二次方微米，一般为 $0.1\times10^{-3}\sim1.5\times10^{-3}$ 二次方微米，平均为 2.81×10^{-3} 二次方微米，有效厚度内为 5.48×10^{-3} 二次方微米；砂层内非均质系数为 3.09，层间为 3.9，有效厚度层内非均质系数为 3.12，层间为 2.54（表 2-7-17）。

表 2-7-17 乾安油田高台子油层物性非均质性统计表

砂组＼参数＼项目	渗透率（$\times10^{-3}\mu m^2$）						孔隙度（%）					
	全砂组			有效厚度内			全砂组			有效厚度内		
	$\overline{K}$	δ	n	$\overline{K}$	δ	n	$\overline{\Phi}$	δ	n	$\overline{\Phi}$	δ	n
Ⅱ	0.006		3				5.73		3			
Ⅲ	0.021		4				9.82		4			
Ⅴ	0.06		4				13.03		4			
Ⅵ	0.03	2.8	8				9.10	1.4	14	15		2
Ⅶ	8.24	3.2	99	8.45	2.9	99	16.2	1.2	115	16.9	1.14	107
Ⅷ	2.04	4.2	88	4.78	3.2	60	10.1	1.3	104	13.79	1.2	70
Ⅸ	1.52	3.2	49	2.34	3.2	34	12.86	1.2	53	14.57	1.1	37
Ⅹ	0.29	3.3	88	0.81	3.2	43	8.92	1.2	99	15.24	1.2	47
Ⅻ	0.07	1.9	10				7.88	1.1	10			
全油层	2.81	3.1	353	5.48	3.1	236	11.4	1.2	406	15.65	1.2	263
备注	$\overline{K}$、$\overline{\Phi}$分别为平均渗透率、平均孔隙度，n为样品数，δ为层内非均质系数，δ=最大值／平均值。											

2. 储集层物性变化特征

储集层砂岩的成因类型、结构特征对岩石的物性起着决定性的作用，所以储集层物性的分布与砂岩的分布规律基本相似，纵向上Ⅶ砂组物性最好，砂岩渗透率平均为 8.24×10^{-3} 二次方微米，有效厚度层为 8.54×10^{-3} 二次方微米；Ⅷ砂组为 2.04×10^{-3} 二次方微米，有效厚度层为 4.78×10^{-3} 二次方微米；其次为Ⅸ、Ⅹ砂组，分别为 1.52×10^{-3} 二次方微米和 0.292×10^{-3} 二次方微米，有效厚度层为 2.34×10^{-3} 二次方微米和 0.81×10^{-3} 二次方微米；其他砂岩物性较差，渗透率平均都低于 0.1×10^{-3} 二次方微米。

在平面上，由于砂岩的不稳定性，物性沿砂体侧向变化非常大。甚至大井距内用内插法不能真实地反映物性变化规律。但总的看来，在靠近物源方向的砂体物性较好，远离物源者物性较差；沿砂体主轴方向较好，边缘较差。这个规律基本上是区域物性变化的缩影。

储集层物性变化的另一规律是，砂岩的垂直渗透率略低于水平渗透率。根据红 5-11 井 12 块样品对照比较，其平均水平渗透率为 6.2×10^{-3} 二次方微米，垂直渗透率为 5.3×10^{-3} 二次方微米，但在渗透率低于 0.5×10^{-3} 二次方微米的样品中，两者差异则不明显。

影响储集层物性的原因除上述岩性、岩相变化外，泥质的存在及其分布状况亦很重要。所谓泥质是泛指颗粒直径小于 0.01 毫米的矿物碎屑，包括粘土矿物及细粒陆源矿物等。两者在乾安油田高台子油层中各占一定比例。粘土矿物的吸水性及晶体结构决定了它遇水膨胀的性能，膨胀程度与水中电解质的浓''成反比。不同粘土矿物遇水膨胀的性能从强到弱的顺序为：蒙脱石、伊利石、高岭石。

据 X 射线衍射资料，高台子油层粘土矿物以伊利石为主，含量 40～100%，平均 66%；其次为蒙脱石—绿泥石混合层，含量为 0～70%，平均 18.7%；高岭石含量为 0～50%，平均为 9.8%。这些矿物部分贴附在颗粒表面，部分以桥式分布于孔喉之中，严重地影响了孔隙的连通。

从乾安高台子油层粘土矿物组合来看，蒙脱石含量较少，遇水膨胀不会很严重，只有个别层段蒙脱石—绿泥石含量高，应予注意（表 2-7-18）。

表 2-7-18 乾安油田高台子油层粘土矿物成分统计表

井号	层位	岩性	粘土矿物组成（%）					
			蒙脱石 (M)	伊利石 (I)	高岭石 (K)	绿泥石 (CH)	M—I 混合层	M—CH 混合层
乾深 8	Ⅶ、Ⅷ	粉砂岩		44.2				55.7
乾深 10	Ⅶ、Ⅷ	粉砂岩		46	54			
乾 102	Ⅷ	粉砂岩		76.5	18.5		5	
乾 107	Ⅶ	粉砂岩		68	32			
乾 112	X	粉砂岩		83		17		
乾 126	Ⅶ、Ⅷ	粉砂岩	5	95				
	Ⅸ	粉砂岩		43		7.8		48.3
平均			0.8	66	9.8	3.9	0.8	18.7

二、葡萄花油层

葡萄花油层位于下白垩统姚一段中、下部，分布范围大体与青二、三段相同。它是在继青二、三段沉积之后，古松辽湖盆进一步萎缩背景下的沉积产物。该期湖岸线退至英 10 井以东、新 103 以北、地 011 以西地区，沉积中心在大安一带。湖区以外，广泛发育泛滥平原相、分流平原相及湖滩淤积相。其岩性为一套红色泥岩夹绿色泥质岩为主的细屑沉积，中夹 1～3 层粉砂岩或泥质粉砂岩。地层厚度约 50 米，砂岩最大累积厚度为 27 米，一般为 5～20 米，单层厚 2～4 米，最大为 8.8 米，砂地比一般为 10～40%，最大为 54%。

目前，葡萄花油层含油地区有乾安构造、乾 101 井区和新 150 井区，并于 1985 年获得地质储量。此外，在英台、红岗、大安、海坨等构造亦见油气显示或工业油流，因其工作程度较低，资料不详。

上述出油地区的储集层埋藏深度为 600～1800 米，由东向西加深，从目前的勘探成果看，该层砂岩多为透镜状或条带状。

（一）储集层岩性

砂岩主要由长石、石英与岩块组成，粒径 0.5～0.03 毫米，属粗粉砂—细粉砂级。在乾 101 井区颗粒较细，以粉砂岩为主，颗粒磨圆度较低，呈次棱角状，泥质胶结，胶结类型因地而异，在新 150 井区及乾安构造，以接触式为主，在乾 101 井区为孔隙式和接触式两种形式。粉砂质泥岩中广泛发育波状层理与水平层理，部分见交错层理及搅混构造，层面偶见虫孔与洞穴，层底常见砾石。该层中产较丰富的介形虫及少量叶肢介化石，并在新 150 井区富集成层。

据重矿物分析，新立、乾安两地分属两个不同的物源区，新立来自东部物源区，乾安来自保康水系。

由于姚一段沉积是处于湖盆萎缩的背景下，又置炎热的气候环境，所以在乾安以南广泛发育大面积的洪积扇沉积，而在乾安—新 150 井区，沉积一套独具特色的洪流或洪水急流砂体，既有水下洪积砂体，也有三角洲前缘砂体及湖内洪流沉积的透镜状砂体。这些砂体多呈条状、透镜状、枝状、点状，故其砂岩物性及含油性皆呈不均匀状。该层多为岩性油藏。

（二）储集层物性特征

葡萄花油层砂岩物性随地区、相带而异。但总的看来，其孔隙性、渗透性均略好于扶杨油层。新立地区孔隙度一般在 16～24%之间，平均为 17.5%；渗透率平均为 25×10^{-3} 二次方微米。乾安地区变差，其孔隙度一般在 15～20%之间，渗透率在 0.011×10^{-3}～17.2×10^{-3} 二次方微米之间，一般为 0.5×10^{-3}～1.5×10^{-3} 二次方微米。英台地区又有所增高。

据现有资料分析，影响该层砂岩物性的主要因素，一是砂岩中泥质和碳酸盐含量。乾安砂岩粒度为细砂和粉砂，虽粗于新立地区，但因其泥质含量一般大于 10%，最高达 21%和碳酸盐含量为 2～4%而高于新立地区，其孔隙性、渗透性反而变差；二是与储集层在砂体中的位置有关，一般在砂体的核部物性较好，边部则较差。如位于核部的新立吉 2—4 井，孔隙度为 20.1%，渗透率为 76×10^{-3} 二次方微米；而边部的新 302 井则分别为 16.7%和 0.21×10^{-3} 二次方微米。此外，埋藏深度的影响也略有反映。

（三）有利地区预测

据近期研究，葡萄花油层的形成，基本上受控于英台和保康两大沉积体系。姚一段沉积时期，古松辽湖盆水体很浅，湖区面积约 2.8 万平方公里。均为滨浅湖，加之当时气候干燥，生物稀少。泥岩以红、绿色为主，唯大安及其附近地区为深色泥岩。

英台沉积体系，大体垂直盆地长轴，其沉积环境具坡陡、源近、流短的基本特征，故其相带发育不全，高能水系携带的泥砂经分流平原直至泻湖区。相序平面分布的基本模式为：洪积相→三角洲相→滨浅湖相，砂体发育较好，且多为水下沉积。保康沉积体系，斜交盆轴，地形坡度较缓，相带分异较好，其分布的基本模式为：河流相→三角洲相→滨浅湖相。其沉积物颗粒较细，惟姚一段中期洪水暴涨，粗屑大量入湖，形成以砂质为主的前缘沉积，并且越过湖岸进入浅湖区。盆地东部的东部沉积体系在姚一段时期主要为大面积的平原淤积相沉积，总体来讲，砂体不甚发育。

由此可见，位居姚一段的葡萄花油层发育最好的地区应为英台、大安两地。

三、萨尔图油层

萨尔图油层位于下白垩统姚家组二、三段及嫩江组一段，属于中部组合的主力油层，其石油储量占松辽盆地南部的 11%（1984 年）。

姚二、三段沉积时期由于湖区的扩展，其砂岩分布面积略小于姚一段。嫩一段沉积时古松辽湖盆达极盛期，砂岩更为零星。但彼时的沉积中心仍然在大安一带，最大地层厚度约

236 米，砂岩厚度大于 47.5 米（主要为姚二、三段）。砂层分布以大安为中心形成半环状，在中央古隆起及其以东的局部地区缺失。砂岩最大厚度在红岗、英台及太平川以东地区，至英 8 井以东、孤 3 井以北及前深 1 井以西地区尖灭。目前所发现的含油层基本属于三角洲分流平原相和三角洲前缘相的沉积。砂体多属河口坝砂、河道砂和席状砂。

目前，萨尔图油层的含油地区主要有英台和红岗两处，两者均已建成油田。此外在扶余、乾安、海坨等地亦见油气显示。油层埋深 1150～1440 米之间，单层最大厚度多小于 2 米，油层分布以薄层、零散为特征。在面积不足 48 平方公里的红岗构造上，共有 22 个含油小层，120 个砂体，但其含油总面积却只占四分之一或二分之一。

(一) 储集层岩性

萨尔图油层以砂岩为主，岩性为浅灰、灰白色泥质粉砂岩、粉砂岩、块状细砂岩与灰黑色薄层泥岩互层。砂岩石英含量占 25～35%，长石占 15～25%，岩块占 30～40%，为杂砂岩和长石质硬砂岩。水平层理发育，分选好。粒度为 0.5～0.015 毫米，颗粒磨圆度较差，呈次棱角状。胶结物以泥质为主，含量为 6～22%；碳酸盐含量为 2～13%，红岗地区稍多，可达 24%。胶结类型为孔隙—接触式。砂体形状以席状和透镜状为主。

(二) 储集层物性

萨尔图油层的物性因地而异，但总的看来，要比其以下各油层为好，而且平面变化不大。英台地区孔隙度、渗透率均值分别为 17.1～20.7%和 49.5×10^{-3}～54.5×10^{-3} 二次方微米。而红岗油田的有效孔隙度平均值为 24.04%，最小为 23.8%，最大为 24.9%；渗透率平均值为 163×10^{-3} 二次方微米，最大为 227×10^{-3} 二次方微米，最小为 110.9×10^{-3} 二次方微米。由此可见其差异不大。当然，在小范围内，由于所处砂体位置的不同而出现的差异仍较普遍。砂岩分选好、埋藏浅、岩石后生作用弱，是该层孔隙性、渗透性好、变化小的基本原因。

(三) 砂岩的孔隙结构

英台地区的萨尔图油层孔隙结构研究较详。据 1985 年初取自英 108 井 9 块样品的压汞试验结果：当渗透率为 42×10^{-3}～316×10^{-3} 二次方微米时，孔隙半径中值为 0.16～1.3 微米；当平均渗透率为 55×10^{-3} 二次方微米时，其中值半径为 0.4 微米，均值为 0.7 微米，最大半径为 9 微米，与其他油田相比，较扶余和红岗油田为差，但好于乾安油田（表 2-7-19)。

表 2-7-19　各油田葡萄花油层孔隙结构对比表

项目 / 参数 / 油田	孔隙半径中值 (μm)	孔隙半径均值 (μm)	孔隙半径最大值 (μm)	平均空气最大渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)
扶　余	3.0	3.5	7.3	180
红　岗	4.0		9	130～170
英　台	0.4	1.8	9	55
乾　安	0.3	0.7	3.0	5.4

孔隙分选性差，孔隙大小分布呈双峰，第一个主峰在 0.1 微米处，其峰值在 15%左右，此峰是英台孔隙分布的最高峰，其对渗透率的贡献小于 1%。第二个峰在 2 微米及其以

上，其峰值一般在小于15%处，对渗透率的贡献值在50%以上。总的看来，英台的孔隙分选性比扶余、红岗、乾安都差。

(四) 有利地区预测

姚二、三段沉积时期，沉积中心仍在大安一带，属半深—深湖相。此期英台沉积体系继承了姚一段的沉积面貌，但范围扩大。仅红岗水系已延伸到海坨地区。在河水动力较强、碎屑物补给充足的条件下，在砂体前缘发育三个平行湖岸分布的河口坝砂组。保康沉积体系由于碎屑补给少，砂体前缘不发育，又处浅水区，砂体多呈断续状。这时，东部新立一带沉积体系的平原淤积相部分沉入水下，特别是姚家组沉积晚期，水流方式由片蚀发展到沟蚀为主，携带碎屑物入湖，形成小型三角洲。

据研究，萨尔图油层的有利地区应在英台三角洲地区。英台三角洲为高建设型三角洲，砂岩发育，且以厚层河口沙坝砂为主。现已发现的红岗、英台油田均属河口坝砂岩储油。可以预测，仍有找到同类砂体，发现岩性油气藏的可能。

海坨构造位于英台三角洲前缘南翼，该区有可能找到砂岩上倾尖灭油藏。

平安镇构造，位于英台三角洲分流平原相带内，河道砂发育，上覆嫩一段生油岩，下伏姚一段20米左右红色泥岩，生、储、盖条件均好，有利形成构造油气藏。

位于滨湖区的新立、孤店和乾安一带，曾发现泥岩裂缝、生物碎屑、泥质粉砂岩和"叠层石"构造内的油气显示，预示着多种储集类型的存在。

较有利地区为高破坏型的保康三角洲分布区，该区砂岩不发育，前缘砂沿湖岸线分布，预测黑帝庙一带能找到断续砂形成的小型砂岩油气藏。

另外，姚家—嫩江组沉积初期，地层向边缘超覆，有可能在西部斜坡找到地层超覆带，发现超覆油藏。

第四节　上部组合——黑帝庙油层

黑帝庙油层属上部含油组合，是下白垩统嫩江组三—五段中的一套砂岩储集层。该段最大厚度650米，砂岩厚度27～80米。自嫩三段沉积时期开始，至嫩五段沉积期末，古松辽湖盆持续萎缩，砂岩向乾安一带挺进，形成了广泛的泛滥平原相、三角洲前缘相和滨浅湖相沉积。

目前，在黑帝庙油层发现工业油流的地区有红岗、新北两个油田及大安、黑帝庙两个构造。

黑帝庙油层自上而下分为黑零、黑Ⅰ、黑Ⅱ三个油层组，其所在层位分别划属嫩五、嫩四和嫩三段。全区以黑Ⅰ、黑Ⅱ油层组为主要产层。

一、储集层岩性

黑帝庙油层区域研究水平较低，现仅以新北油田的黑Ⅱ油组第3砂层（H_2^3）和红岗油田的黑Ⅰ油组第6砂层（H_1^6）至黑Ⅱ油组第1砂层（H_2^1）为例，简述如下：

H_1^6～H_2^1主要发育于红岗油田，分别属于嫩四段第六砂组和嫩三段第一砂组，两层为连续沉积。岩性为一套灰色、深灰色泥岩与粉砂质泥岩夹1～4层浅灰色粉砂岩。水平及波状层理发育，在H_1^6油层中见交错层理，局部见搅混构造。泥岩中含黄铁矿结核，产大量介形虫及叶肢介化石，前者体态硕大。另有大量植物炭屑沿层面分布，当属浅水湖相沉积。该区嫩四、嫩三段总厚度约90米，在构造的东北增厚达95～104米，西南减薄。

砂岩由石英、长石及岩块组成，三者含量近等，粒度属粗粉砂—细砂级（4.5～1ϕ）。颗粒分选较好。胶结类型有接触式、孔隙式与孔隙—接触式三种。

该区砂层不发育，多以夹层形式出现，红岗构造除H_1^6砂层较大外，在构造的东北翼与中部，砂层厚度为4～13米，最大厚度18米，在构造的南翼及西部一般为1～3米。砂岩的平面几何形态为叶片状和鸟足状，以"叶脉"、"足指"含油最佳。

H_2^3油层发育于新北地区，属嫩江组第三段，地层厚度50～60米，埋深460～600米，由砂岩、泥岩组成反韵律。岩性为一套黑色泥岩、灰白色泥质粉砂岩和薄层细砂岩夹薄层钙质砂岩，偶见泥灰岩及菱铁矿条带。砂、泥岩分别集中在上、下段。

砂岩成分：石英占27.3～41%，平均为33.4%；长石占20.4～40.4%，平均为28.5%；岩屑占25.8～47.5%，平均为38%；泥质含量一般为9～15%，个别达18.9%；碳酸盐含量为1～2%，平均为1.3%。岩性属杂砂岩，砂岩粒度一般为0.15毫米，分选系数1.7～2.51%，平均为2.14%。统计数字表明，新北油田H_2^3油层为细砂岩储油，砂岩分选好。

二、储油岩物性及影响因素

在油层有效厚度内，孔隙度为26～31%，平均为29%；空气渗透率为226×10^{-3}～281×10^{-3}二次方微米，平均507×10^{-3}二次方微米，说明储集层物性好。

据研究，影响渗透率的因素有粒度中值、孔隙度、泥质含量、分选系数和碳酸盐含量。

统计表明，与渗透率关系最密切的是粒度中值，其次为孔隙度，再次为泥质含量，而碳酸盐含量和分选系数与渗透率关系不大，不是主要影响因素。同时，通过作图研究，证明渗透率随粒度中值和孔隙度的增加而增加，随泥质含量和分选系数的增加而减少。

第五节　裂缝性储集层

松辽盆地南部裂缝性储集层及裂缝性油气藏问题，是在盆地油源丰富且储集层低孔隙性低渗透性的矛盾突出和在非孔隙井段获工业油流的基础上提出的。它完全可以作为新的勘探领域予以考虑。随着勘探向深层和致密层的延展，这个问题将日益突出。从工程角度来看，解决套管变形和水窜，也为裂缝研究提出了新的课题。

1987年，新北地区新19—11井钻至832米时，泥岩中自溢原油30～40立方米，引起人们对其储集空间属性的关注。同年，分别对新18—6、新22—8、新173和新197井的萨尔图油层、葡萄花油层和高台子油层的上部进行取芯研究，发现其泥岩中有不同程度的裂缝发育，多处见油气显示。1981年，吉林油田研究院曾对裂缝进行过研究，认为泥岩裂缝是新北地区中部组合储集油气的基本类型。并认为了解裂缝性质及其分布是首先应解决的问题●。嗣后，裂缝的含油性在扶余、新立、乾安及至大安、农安等地区均有发现，但以新立、新北、扶余等地为著。发现的层位以中、下部组合为主，尤以青一段—泉四段为最，岩性以泥岩及砂质泥岩为主，基岩风化壳次之。通过观察，多数裂缝不含油，惟新北、新立地区广见油斑、油浸及显示。

近年来，涉及裂缝的研究报告，包括专题报告已有10余份，对裂缝的特征、分布规律、形成机制、识别标志及含油性等问题均有初步探讨。但主要还是针对已知油田的注水方式、套管变形及水窜问题展开的，以寻找裂缝油藏为目的区域性研究成果尚未问世。

●刘国权，1981，"新北地区中部组合油气储集类型的分析"。

一、裂缝的分类

(一) 根据裂面与岩层层面产状的关系分类

1. 垂直裂缝

裂面与岩层层面交角大于 70°。这种裂缝最发育，裂缝形态平直、规整，延长 1～100 厘米不等，宽度一般小于 1 毫米，全部或部分被方解石充填。这种裂缝常成组出现，多数彼此平行，部分交叉，均有微小错动，亦有形态扭曲者，其延伸更短，且有分叉。裂缝间常充以泥质。

2. 斜交裂缝

裂面与层面成 5°～70°角，长度 1～10 厘米，宽度小于 0.2 毫米，裂缝间基本没有充填物。

3. 水平裂缝

裂面与层面交角小于 5°，这种裂缝易与泥岩水平层理混淆，大多数为叠藻形成的叠层石构造和泥岩压实过程中形成的收缩擦痕。

此外，局部地区发育有微裂缝，其数量及规模均难统计，它们常成群出现，分布亦不规律。其分类位置尚难确定。

上述三种裂缝的发育状况因地而异，但大体的强弱顺序是：垂直→斜交→水平。表 2–7–20、2–7–21 分别是乾安、新北地区的统计结果。

表 2–7–20　乾安地区不同产状裂缝统计表

项目＼裂缝	垂直裂缝		斜交裂缝		水平裂缝	
条数	184	78%	45	19%	8	3%
长度（m）	131.14	85%	21.84	14%	2.0	1%

表 2–7–21　新北地区不同产状裂隙统计表

裂缝性质＼参数＼井号		新 22–8 井	新 18–6 井	新 173 井	新 197 井
垂直裂缝	有充填物	21	8	2	6
	无充填物	8	1	12	1
斜裂缝	有充填物	4	1		
	无充填物	9	2	3	
水平裂缝		4	1	1	2
合计（条）		46	13	18	9

(二) 按力学性质分类

1. 剪裂缝

即剪切应力作用下产生的裂缝，裂缝平直紧闭，与岩层面垂直、走向稳定，与构造长轴斜交，平面延伸长、纵向穿层深。裂面上常见平行层面的擦痕。一块岩芯中同时可见几条相互平行的剪裂缝，将岩芯切割成板状。如：乾安地区见直径为 11 厘米的岩芯上，最多发育 10 条平行裂缝。这类裂缝开启程度小，一般没有充填物，只有少数裂面见方解石膜。

2. 张裂缝

即在张应力作用下形成的裂缝。其裂面粗糙不平，延伸较短，岩芯中有时见枝状分叉。裂面开启程度大，常见沥青、方解石等充填物。说明在裂缝形成以后曾为地层水或油气运移的通道，某些地区的这类裂缝见有油显示，预示有形成油藏的可能。

松南地区所见裂缝以剪裂缝为主，张裂缝少，而且常迁就剪裂缝而发育。

二、裂缝的分布[1]

(一) 纵向分布

据新立、乾安、扶余等地统计，裂缝在纵向上分布以青山口组底部较多，泉四段次之，泉三段最小。依新立油田的统计：青山口底部裂缝数为0.48%条／米；泉四段为0.27条／米，泉三段为0.15条／米。

此外，由于岩性的不同，其裂缝发育程度亦存在差异，以泉四段的块状泥岩裂缝线密度最小，砂岩中等，钙砂岩裂缝线密度为最大（表2-7-22）。

表2-7-22 新立油田泉四段不同岩性裂缝密度统计表

井 号	新143			新145			新147			新193			新207			新211		
岩 性	泥岩	砂岩	钙砂岩	泥岩	砂岩	钙砂岩	泥岩	砂岩	钙砂岩	泥岩	砂岩	钙砂岩	泥岩	砂岩	钙砂岩	泥岩	砂岩	钙砂岩
裂缝线密度（条／m）	0	0	3.1	0.04	0.07	0.20	0	11	44	0	0.25	0.78	0	2.4	0.77	0.04	0.15	0.66

井 号	吉1-12			吉6-4			吉6-16			9口平均		
岩 性	泥岩	砂岩	钙砂岩	泥岩	砂岩	钙砂岩	泥岩	砂岩	钙砂岩	泥岩	砂岩	钙砂岩
裂缝线密度（条／m）	0.09	0.26	0.24	0.08	0.6	6.3	0.23	0.36	0.24	0.08	0.32	1.17

根据乾安油田的裂缝研究，认为剪裂缝多在泥岩中发育，而张裂缝多在砂岩中发育。此外，裂缝的发育，不仅与岩石物性有关，而且与构造层位有关，至于同一岩性中张、剪裂缝相对发育程度，则仅与所在构造部位及构造应力性质有关。

(二) 平面分布

1. 区域分布

松辽盆地褶皱发育的挤压力来自盆地东南方向，与之有关的岩石裂缝的区域分布特点是：东部较西部发育。就地区而言，发育的次序为扶余→新立→乾安。这一特征在新立构造本身亦有体现，即油田东部裂缝线密度大于西部，前者为0.27条／米，后者为0.19条／米。

2. 裂缝与构造位置的关系

一般认为松南岩石裂缝成因有三种：构造形变成因、风化成因和差异压实成因，但以构造成因为主。理论研究及部分实测资料表明，构造成因的裂缝的分布与构造褶皱的曲率有关，并非简单地在背斜轴部集中。在构造的端部与陡坡带，即构造褶皱强裂的部位，裂缝发

[1] 张素华，1983，“新立油田裂缝研究”。

育，而且平面上呈带状密集，带与带之间又以一定的角度组成放射状排列模式，这条规律是在寻找裂缝储集层时应首先考虑的理论问题，但对一个具体的地区，必须结合尚未被认识的具体条件方可能施之有效。

三、裂缝储集层的测井识别

裂缝的直接判别方法是，钻井过程中钻井液漏失、井陷和岩芯观察。

利用测井资料识别天然裂缝，属于间接方法，对此，国外早有实验，而且在生产中有一定成效。松辽盆地南部该项研究始于 1985 年，所用测井资料主要有：微电极、电阻率、感应测井、自然电位、声波时差、井径及井温和放射性。研究认为，若确定某种类型的裂缝，一般要 4～5 种资料综合分析方能奏效。松辽盆地南部地层天然裂缝储集层，按其在测井资料上的反映有七种产状，其中砂、泥岩五种，其他岩性两种。它们是：泥岩"鸡笼"状杂乱裂缝、粉砂质含量较高的泥岩裂缝、低角度（近水平）泥岩裂缝、泥质粉砂岩或砂岩破碎带、高角度泥岩裂缝（近似与井轴平行）。另外两种为喷发岩缝缝洞洞和基岩（花岗岩、变质岩、石灰岩）裂缝。

对于上述七种类型，其测井资料反映不同，对各类资料的侧重亦不同。如泥岩"鸡笼"状杂乱裂缝，其测井曲线特征是，微电极：平直与围岩（泥岩）相同；电阻率：与围岩无异常；感应：略低于围岩；自然电位：锯齿状低幅度；声波时差：台阶增大或跳跃；井径：锯齿状扩径（图 2-7-6、2-7-7、2-7-8、2-7-9）等等。而粉砂质含量较高的泥岩裂缝层的感应电位呈"明显低值"，自然电位呈"圆滑低幅"(图 2-7-10、2-7-11)。在"利用测井资料探

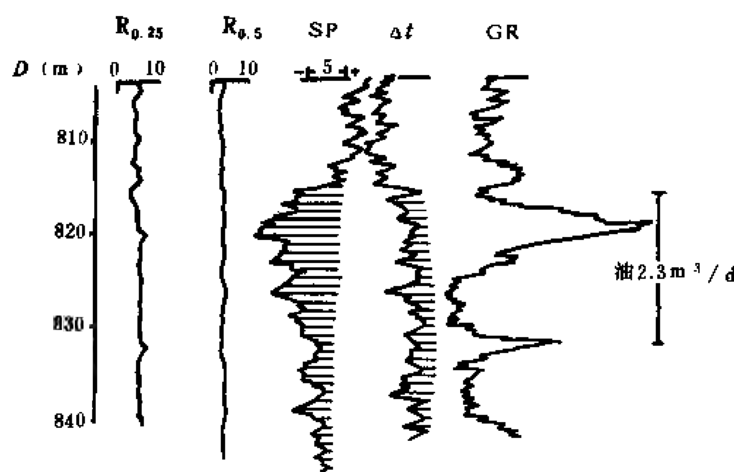


图 2-7-6　新 19-11 井萨尔图油层泥岩裂缝段测井曲线

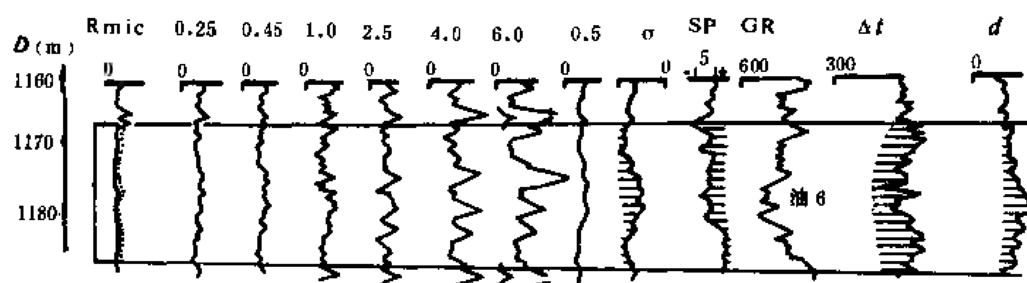


图 2-7-7　新 172 井高台子油层泥岩裂缝段测井曲线

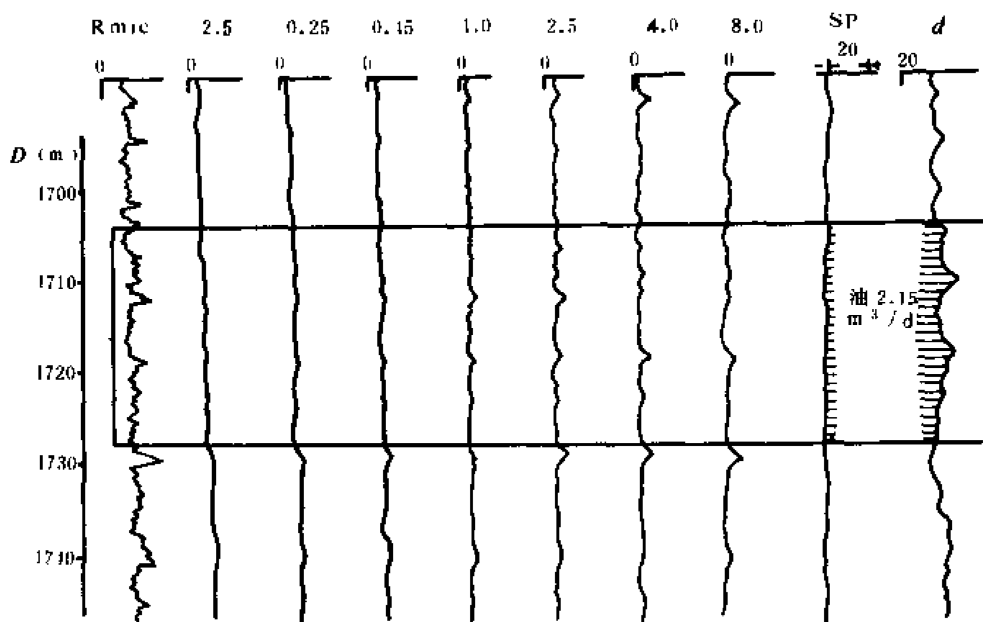


图 2-7-8　大 4 井高台子油层泥岩裂缝段测井曲线

讨天然裂缝储集层"一文中，对上述各类岩性中裂缝的测井反应曾有详细归纳和图示(表 2-7-23)。

四、裂缝的含油性

根据乾安地区的资料，其高台子油层虽然在岩芯观察中发现储集层裂缝比较发育，但一般不含油，这些裂缝作为有效储集空间，占非常次要地位。乾安以外某些地区的资料亦反映，这些裂缝多是"干裂"。但在新北地区情况则相反，在那里，垂直裂缝、斜交裂缝和水平裂缝中均见油斑、油迹。另

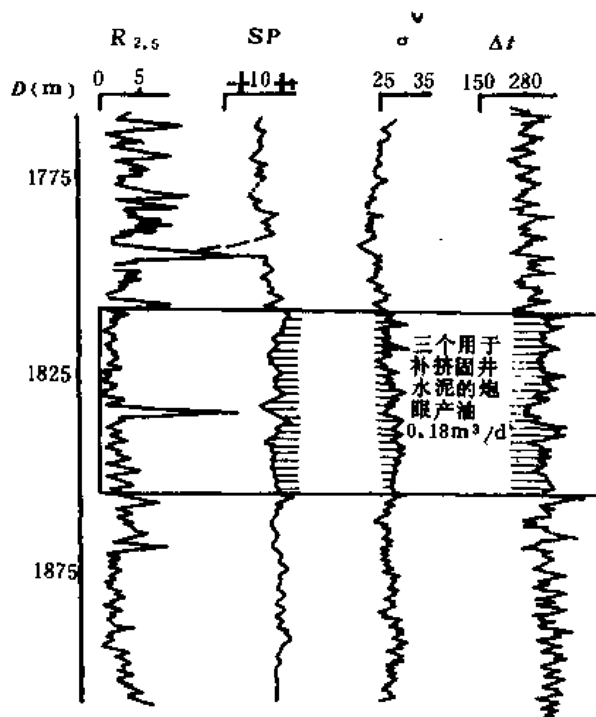


图 2-7-9　乾深 8 井高台子油层泥岩裂缝段测井曲线

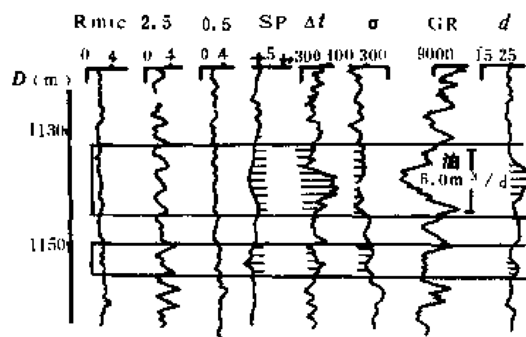


图 2-7-10　新 172 井高台子油层粉砂质泥岩裂缝层段测井曲线

外，新北油田裂缝发育井段和非裂缝发育区探井试油结果截然不同，前者好于后者（表2-7-24、2-7-25）。天然裂缝作为储集空间，其作用因地而异，但是作为油气通道其贡献普遍较好。其次，在某些地区形成裂缝油气藏是完全可能的。关键是如何寻求裂缝分布及储油规律。这个问题已提到议事日程上来，有待今后开展详细研究。

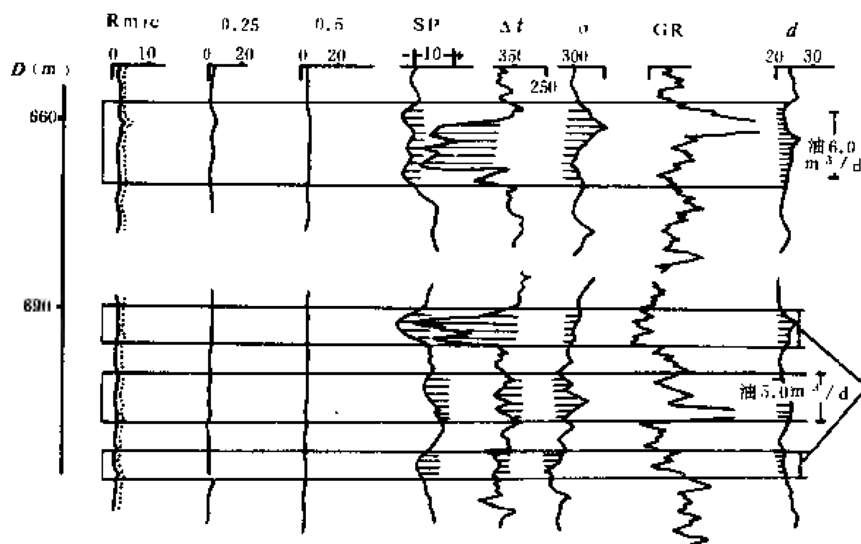


图 2-7-11　新 155 井葡萄花油层粉砂质泥岩裂缝层段测井曲线

表 2-7-23　松辽盆地南部各类天然裂缝储集层的测井感应特征

类别	类　型	测井感应特征								变密度
		微电极	电阻率	感应	自然电位	自然伽马	声波时差	井径	地温	
Ⅰ	泥岩（或粉砂质泥岩）"鸡笼"状杂乱裂缝层	平直	平值	略低于围岩	锯齿状低幅度		齿状增大间有跳动	齿状扩径		
Ⅱ	粉砂质含量较大的泥岩裂缝层	平直	平值	明显低值	圆滑低幅度		明显台阶增大	扩径		
Ⅲ	泥岩近水平（低角度）裂缝层				微小幅度或无幅度		明显台阶增大			
Ⅳ	泥质粉砂岩破碎带	齿状中幅尖峰	相对降低		低幅度		增大、间有跳动			
Ⅴ	高角度泥岩裂缝（与水平夹角大于 70°）									条纹变细且断续
Ⅵ	喷发岩缝缝洞洞	齿状与尖峰	极高	极低	不均匀幅度		明显台阶增大			
Ⅶ	基岩（花岗岩、变质岩灰岩）		明显降低			高值	增大	扩径	低异常	

表 2-7-24 非裂缝发育区探井试油结果

序号	井号	所属非裂缝发育区	试油井段 (m)	SP (mV)	σ① (mC/m)	Δt (μs/m)	Δσ (<0)	Δ(Δt)② (>0)	试油结论	备注 射孔厚度 (m)
1	新 176	Ⅱ	990.0～1023.0	1.5	320	360	0	10	干	26.0
2	新 20-2	Ⅱ	870.4～880.0	2	250	350	0	0	干	3.4
3	新 21-9	Ⅱ	804.0～865.0		280	360	30	0	干	21.6
4	新 21-11	Ⅱ	810.4～832.4	3	260	350	20	0	干	22
5	新 174	Ⅲ	918.6～933.0	1.5	300	350	0	0	干	14.4
6	新 15-7	Ⅲ	824～840	2	350	360	0	0	干	

①Δσ 为相对于围岩的感应幅度差。

②Δ（Δt）为相对于围岩的声波时差幅度差。

表 2-7-25 新北地区高台子油层裂缝层段

井号	井段	厚度 (m)	试油厚度 (m)	产油量 (m^3/d)	产水 (m^3/d)
新 197	1136.0～1126.0	10.0	15.2	9.0	
新 10-10	1017.0～1057.0	40	4.0	2.8	
新 15-7	998.6～1003.4	48	9.6	5.93	
新 20-2	1020.0～1031.0	11	7.4	0.248	
新 113	1030.0～1050.0	20	6.6	0.85	0.05
新 18-6	983.0～1020.0	37			
新 173	1133～1145	12.0			
新 171	989.0～1004	15.6	40	0.34	
新 176	1166～1176	10	10	油花	
新 172	1132～1145	13.0	19	6.3	
	1150～1156	6.0			
	1166～1188	22	19.4	6.0	

第八章　水文地质

第一节　概　　况

一、地貌景观

松辽盆地是白垩纪中、晚期发育起来的大型内陆盆地，具有自流盆地的特征。在它以前曾有零星的侏罗纪断陷和在此基础上形成的连通性较差的小型坳陷盆地。盆地的现代地貌景观是中间低，周边高的盆形，其北面和西面分别是大、小兴安岭；东面是张广才岭；南面是康法丘陵。盆地内部有东西向的松辽分水岭，岭北为盆地主体；岭南为其南延部分。这种宏观地貌景观自白垩纪泉三段到嫩五段沉积时期就已基本形成。一方面由于新构造运动继承了老的构造特征，另一方面又由于其改造作用的外在营力的性质和强度的差异，结果塑造了现代的剥蚀地形、剥蚀堆积地形和堆积地形等不同地貌单元。并有沼泽化、冲积扇、新月沙丘等微地貌成分点缀其上。大体上剥蚀地形和剥蚀堆积地形分布在前第四纪的隆起部位，而堆积地形基本披覆于前第四系各洼地中。

二、地表水系

现代盆地的主要水系在松辽分水岭以北，其东部和中部为松花江水系；北部为嫩江水系；西部干旱区为季节性河流及湖沼所据。分水岭以南为东辽河水系。上述各水系为地下水提供了重要的来源。

从石油地质角度来看，水文地质研究的对象是第四系潜水以下的诸层水。油田水是与油气有共生、共存关系的地下水。由于油田水存在于封闭的地质环境之中，并长期与油气伴生，油气中一些可溶物质进入水中，由此便产生油田水与地下水在化学成分上的差异。经验证明，这种差异可以作为寻找油气的依据之一。松辽盆地南部地下水可分三层，即第三系的浅层承压水、白垩系承压水和侏罗系深成水。吉林油田在“松辽盆地南部泉四段—嫩五段油田水与油气聚集关系”研究报告中，曾将白垩系地下水划为油田水。但有人认为，这最多只能看作是“含油层系地下水”（其中当然包括油田水）。初步了解，这三层水的承压系统、经流方向及水化学性质均有差异。

三、地下水来源

白垩纪中、晚期是统一的古松辽湖盆形成和发育的重要时期。当时有来自大兴安岭的北部水系、来自小兴安岭的英台水系、来自康法丘陵的保康水系和来自盆地南部的怀德水系，为地下水提供了来源。它们与来自生油层的地层水混合，便成了“油田水”，当然这些水又受到地表水的补充和淡化而成现状。

但是，由于构造运动，自然条件动荡不已，形成区域隔水层，又由于当时构造格局的控制，从而油田水在纵向上出现分带现象和平面上分区现象。

四、研究简况

松辽盆地区域水文地质研究较少，大多是油田水资料，其研究范围多限于油田，这方面的资料已辑入油田各论部分。从工程地质角度提交的区域水文地质报告已基本上涉及全区，但其研究层位局限。

1955～1963年的石油地质普查期间，曾有油田水文地质研究内容，当时得出的四点结论是：水型单一，全盆地按苏林分类，皆属于重碳酸钠型水；矿化度变化在1700～13200毫克／升之间；溶解盐类以 NaCl 和 $NaHCO_3$ 为主；碘、溴、硼、铵和环烷酸等微量元素贫乏。油田水矿化度的纵向变化规律是：中部组合为5000～13200毫克／升。其他离子的含量亦相应减少。平面上从中央到边缘，其矿化度由2000～5500毫克／升，降到200～500毫克／升，其他离子的含量也有相应的降低。

1982年，吉林油田对泉四段油田水进行单独的水文地质研究，初步结论是，水化学组合在纵向上有分带性，在平面上有分区性，初步提出了有利油气聚集的水化学指标[1]。

第二节　地下水的化学分类

长期以来均以苏林的方案作为地下水的分类依据，其结果发现前述的松辽盆地的地下水各地差异较小，很难突出其与油气关系的细微差别。因此，1982年开始试用 K. E. 比契叶娃的地下水分类方法与原则，将松辽盆地南部地下水在纵向上划分三个水化学带，即第三系浅层承压水、白垩系承压水以及侏罗系深层承压水。其中白垩系的承压水以油田水为主要特点，故称油田水。根据区域隔水层与含水层的空间展布配置关系将油田水的化学带，又划为三套含水组合。各组合的特性既有联系又有区别，从而反映出各自的水动力系统特征（表2-8-1、图2-8-1）。

表2-8-1　松辽盆地南部地下水化学组分纵向分带简表

水化学带	水种类	含水组合	地　层	化学组合特征	矿化度特征
Ⅰ	浅层淡水		第三系—四方台	HCO_3^-—Na^+	低
Ⅱ	油田水	上	嫩五—嫩三		中
		中	嫩一—青山口	Cl^-、HCO_3^-—Na^+ (HCO_3^-—Na^+)	中—高
		下	泉四		中
Ⅲ	深层变质水		泉三—侏罗系	Cl^-—Na^+	中

一、浅层淡水化学带

此带系指第三系至上白垩统四方台组各层系的水化学带。该带水化学特点是：矿化度小于2000毫克／升，平均为1400毫克／升；阴离子顺序是 $HCO_3^- > Cl^- > SO_4^{2-}$；水类型以 HCO_3^-—Na^+为主；阳离子表现为 $Na^+ > Mg^{2+} > Ca^{2+}$，$Ca^{2+}/Mg^{2+} < 1$。总之，表现为低矿化度，$HCO_3^- + CO_3^{2-}$ 富集，Mg^{2+}又较 Ca^{2+}占有优势，说明该层地下水与地表水或潜水有密切联系，侧向和上覆潜水水源补给充沛，表现出地表淡水特点。

二、油田水化学带

该带系指嫩五段至泉四段诸层系的地下水，它们在不同地区又有差异。根据嫩二段和青

---

[1] 康伟力，1982，“松辽盆地南部扶余油层地层水特征”。

地层			厚度(m)	油层	地层剖面	水化学剖面	离子组合特征	矿化度变化特征 10 20 30	变化区间 平均值(g/l)	相序	湖盆兴衰	升降曲线 升 降
系	组	段										
Q			0~130				HCO_3^- - Na^+					
R			0~280				HCO_3^- - Na^+		<6.0			
K_2	明水		0~590	M			HCO_3^-,Cl^- - Na^+		1.1~1.8 / 1.4			
	四方台		0~480									
K_1	嫩江	五	0~250	H			Cl^-,HCO_3^- - Na^+		1.0~6.9 / 4.4	泛滥	萎缩期	
		四	240~260				Cl,HCO_3^- - Na^+		4.5~12.3 / 8.5	滨浅湖		
		三	60~80				Cl^-,HCO_3^- - Na^+,Cl^- - Na^+		3.1~10.0 / 7.6	较深-深湖		
		二	70~150								兴盛期	
		一	60	S			Cl^-,HCO_3^- - Na^+		0.8~12.8 / 9.7			
	姚家	二-三	40~100				Cl^-,HCO_3^- - Na^+		9.7~17.6 / 13.8	泛滥淤积	萎缩期	
		一		P			Cl^-,HCO_3 - Na^+		8.8~32.3 / 17.6			
	青山口	二-三	200~500	G			Cl^-,HCO_3 - Na^+		9.6~43.7 / 29.2	滨浅-深湖	兴盛期	
		一	50~80									
	泉头	四	70~125	F			Cl,HCO_3^- - Na^+		5.5~9.9 / 7.2	浅湖 分流	形成	
		三	360~450	Y			Cl^- - Na^+,Cl、HCO_3^- Na^+		3.7~9.0 / 6.7	过渡相		
		二	150~480	N			Cl^- - Na^+		1.90~8.1 / 12.8			
		一	70~300	N			Cl^- - Na^+,Cl^-、HCO_3^- - Na^+		5.3~10.2 / 8.1			
	登娄库		0~1500				Cl^- - Na^+		4.8~5.5 / 5.1			
J			0~3000				Cl^-,HCO_3^- Na^+		2.7~9.5 / 6.2			
P_2							Cl^- - Na^+		5.0			



图 2-8-1　松辽盆地南部水化学综合柱状图

1—新立地区矿化度曲线；2—乾安地区矿化度曲线；3—综合矿化度曲线；4—Cl^-、HCO_3^--Na^+；5—区域隔水层；6—砂岩油；7—农安地区矿化度曲线；8—大安地区矿化度曲线；9—HCO_3^--Na^+；10—Cl^-、HCO_{3n}^{-n}—Na^+；11—泥岩；12—油层；13—扶余地区矿化度曲线；14—红岗地区矿化度曲线；15—HCO_3^-、Cl^--Na^+；16—Cl^--Na^+；17—砂砾岩；18—气层

一段泥页岩大面积广泛分布、稳定性强、透水性能差，可以作为良好的区域隔水层。因此，此带又可划分为三套含水组合。

（一）上部含水组合

指嫩五段—嫩三段（即黑帝庙油层）含水层系，主要分布于中央坳陷区。水的特点是，矿化度中等,其中嫩五、四段低于嫩三段。如新立地区新 50 井嫩五段水矿化度为 583 毫克／升，而新北油田嫩三段平均矿化度为 7561 毫克／升，这显然与构造的开启程度有关。矿化度高值区主要分布在大安一带，最高可达 26272 毫克／升（大 8 井嫩三段），受沉积中心的影响，地下水浓缩较强。

该组合 HCO_3^- 含量较高，相对当量含量为 10～20%，阴离子含量的顺序为 $Cl^- > HCO_3^- > SO_4^{2-}$,而上覆地层为 $HCO_3^- > Cl^- > SO_4^{2-}$，主要受侧向和上覆地层水或潜水的影响。

（二）中部含水组合

该组合系指嫩一段—青山口组（即萨尔图、葡萄花、高台子油层的油田水）。主要特点是离子组合较为单一，萨尔图、葡萄花油层以 Cl^-、HCO_3^-—Na^+为主，高台子油层以 HCO_3^-、Cl^-—Na^+为主。矿化度由上而下依次增加（表 2-8-2），乾安地区最高，乾深 2 井青山口组水矿化为 52940 毫克／升，但在西部斜坡区的安广地区矿化度则不足 3000 毫克／升。表 2-8-3 说明安广地区具有两高两低特点，即 HCO_3^- 高，Na^+/Cl^-高，Cl^-低，矿化度低。说明该区是供水区。

表 2-8-2 中部含水组合矿化度平均值数据表（单位：mg／l）

地层＼地区	安 广	红 岗	英 台	乾 安	双 坨	新 立	大 111 井
K_1n^1	3186	9720	–	–	–	–	–
K_1y^{2+3}	2996	13820	7734	–	–	9903	–
K_1y^1	2585	17640	6946	25420	11548	12446	8099
K_1qn^{2+3}	–	29161	7092	21916	13253	12805	6521

表 2-8-3 安广地区中部组合地下水化学成分数据表

井号	层位	阳离子(mg／l)			阴离子(mg／l)				矿化度	Na^+/Cl^-	产水量
		Na^++K^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	CO_3^{2-}	HCO_3^-	(mg／l)		(m^3／d)
安 3	K_1y^{2+3}	39.08	0.10	0.47	2.65	0.15	8.38	28.47	2996.0	14.8	64.8
安 5	K_1y^1	31.57	1.24	0	2.33	0.19	3.43	26.86	2584.5	13.5	34.8

（三）下部含油组合

其特征详见后面油田各论章节。在此值得指出的是，泉四段与泉三段之间为一区域水文地质分界线，界线上、下水性有明显差异（图 2-8-2）。其依据有三：①界线上下矿化度明显变化，泉四段矿化度相对较高，变化区间大，泉三段矿化度明显下降，变化区间小。如新立地区泉四段矿化度平均值为 14200 毫克／升、变化区间为 4200～35400 毫克／升；而泉三段平均为 7000 毫克／升、区间为 3900～9800 毫克／升；②界线上下阴离子含量顺序截然不同；③水型不同，泉四段主要为 $NaHCO_3$ 型，泉三段为 $CaCl_2$ 型。

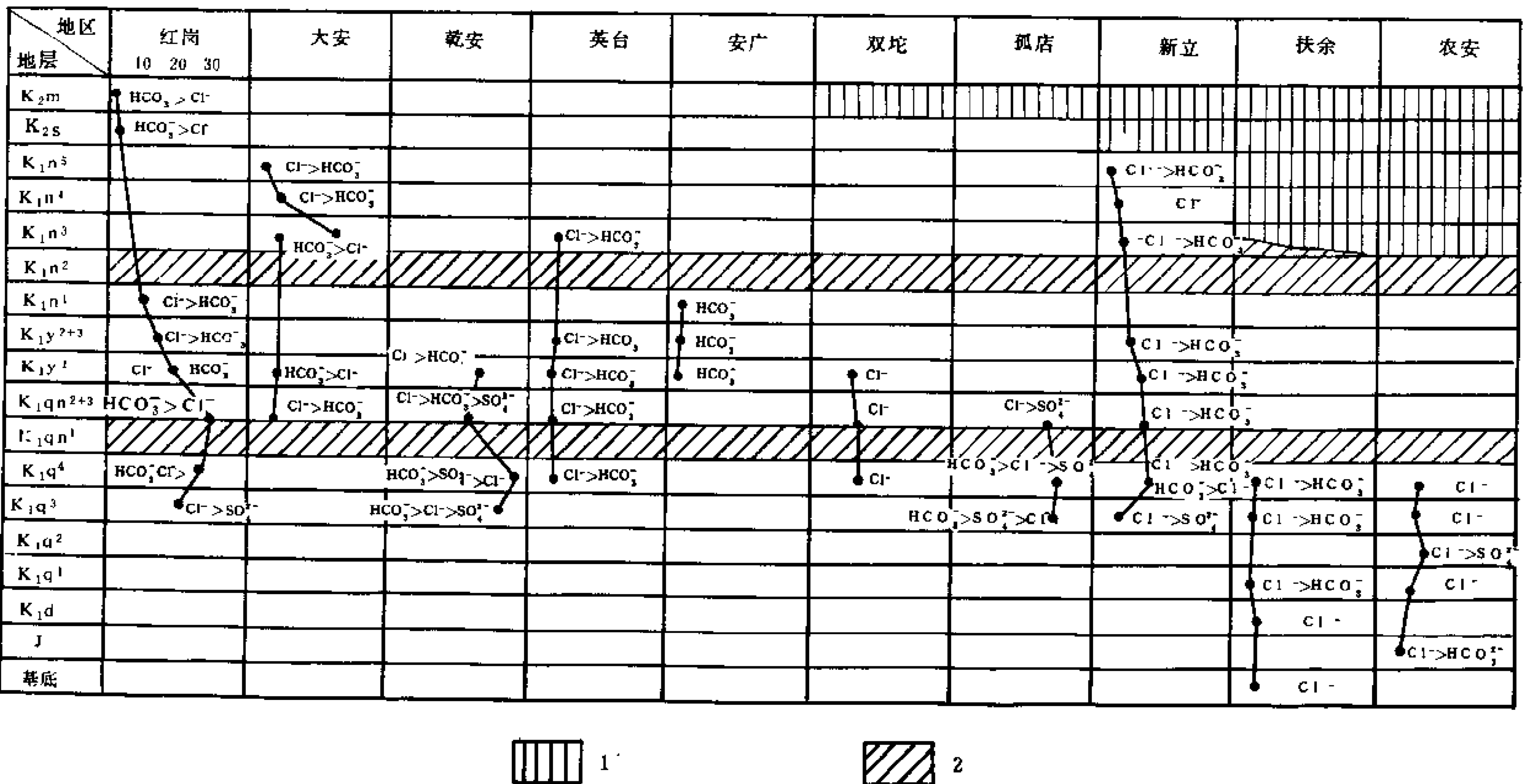


图 2-8-2 松辽盆地南部各地区水矿化度垂向变化特征图

1—地层缺失；2—区域隔水层（每小格为 10 克／升）

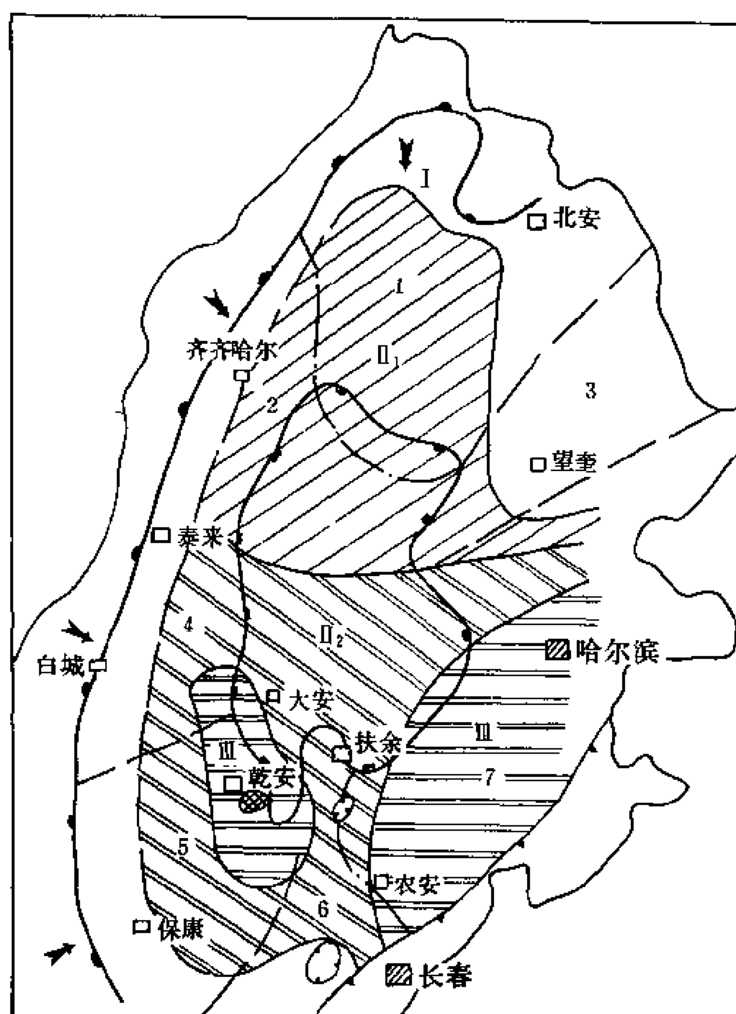
水文地质界线的产生可能与沉积环境和油气运移、聚集有关。

三、深层变质水化学带

该带系指泉三段—侏罗系含水层系。除泉三段外，以下各层资料较少。根据扶余、农安等地样品分析，该水带以矿化度中等、Cl^-—Na^+组合为主要特点，但水类型和水型变化较大。矿化度由上而下有减少趋势（表 2-8-4）。侏罗系地层矿化度较低，一般为 6000 毫克／升，水型以 Cl^-、HCO_3^-—Na^+为主，HCO_3^-、Cl^-—Na^+次之，苏林水型为大陆冲刷 $NaHCO_3$ 型水，这可能与侏罗系含煤系地层和地表水通过不整合面混入地下水有关。

别最高可达15000毫克／升。由此说明，盆地北部以中低矿化度为其主要特点。

盆地南部油田水矿化度较高，变化幅度大，具有中高矿化度特点，局部地区可见卤水出现。乾安地区矿化度平均为36000毫克／升，个别井可高达56000毫克／升（乾深10井），低者不小于21000毫克／升。乾安地区高矿化度水区与沉积凹陷的一致性，说明凹陷是导致矿化度增高的重要因素。但在邻近剥蚀区，受地表水或上覆潜水影响较大。其矿化度较低，如杨114井的404.5～417.5米井段，矿化度为972毫克／升。造成盆地南北矿化度的这种差异的原因，可能与南北沉积体系的蚀源区岩性特征及气候特征有关。



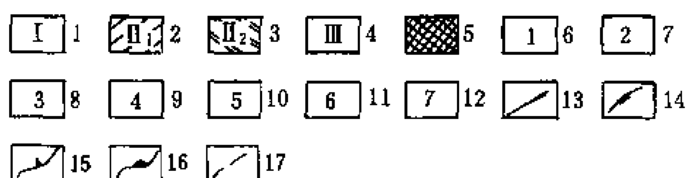


图2-8-3　松辽盆地泉四段沉积体系与矿化度分区叠合图

1—低矿化度区，矿化度＜3000毫克／升；2—中低矿化度区，矿化度为3000～5000毫克／升；3—中高矿化度区，矿化度5000～10000毫克／升；4—高矿化度区，矿化度10000～50000毫克／升；5—卤水区，矿化度＞50000毫克／升；6—北部沉积体系；7—齐齐哈尔沉积体系；8—望奎沉积体系；9—英台沉积体系；10—保康沉积体系；11—怀德沉积体系；12—东南沉积体系；13—相区界线；14—湖岸线；15—剥蚀线；16—超覆线；17—沉积体系分界线

（二）常规组分特征

油田水常规组分特征指由阳离子K^++Na^+、Mg^{2+}、Ca^{2+}和阴离子Cl^-、SO_4^{2-}、HCO_3^-、CO_3^{2-}含量变化所反映出来的特征。

盆地南部泉四段油田水常规组分分布，具有变化大、成分复杂的特点。但在横向上有一定规律可循，即离子在横向上随区域构造性质以及沉积特征的改变而变化。

1. 阳离子分布特点

据统计，K^++Na^+离子当量含量在41～45%之间的占总数的7%，而在46～50%间的占93%（阴阳离子各按50%计），见图2-8-4。

以中央古隆起带为分水岭，其西部的红岗、乾安一带Na^++K^+高，Ca^{2+}、Mg^{2+}低；而

其东部的农安、小城子一带却有Ca^{2+}、Mg^{2+}高而$Na^{+}+K^{+}$偏低的现象。这可能与沉积物源有关。

表 2-8-5 矿化度分区和标准表

分区类别		矿化度(mg/l)	分布地区
低矿化度区		<3000	盆地周边、北安—望奎一带 杨大城子、登娄库等地区
中等矿化度	中—低	3000~5000	敖古拉、杏西及升平以北地区
	中—高	5000~10000	三肇、古龙、新立、木头、扶余、海坨等地区
高矿化度区		10000~50000	乾安、红岗、新立南、小城子、农安等地区
卤水区		>50000	乾安局部地区

2. 阴离子分布特点

水中阴离子分异性较强，一般SO_4^{2-}含量较低，Cl^-和$HCO_3^-+CO_3^{2-}$含量较高。但大部分地区为$Cl^->HCO_3^-+CO_3^{2-}$，只乾安红岗局部地区为$HCO_3^->Cl^-$，且SO_4^{2-}增加，Cl^-和$HCO_3^-+CO_3^{2-}$与矿化度都存在线性关系，仅密切程度有所不同。当矿化度小于17000毫克/升左右时，Cl^-线性关系较好，而与$HCO_3^-+CO_3^{2-}$不相关；矿化度大于17000毫克/升时，Cl^-线性关系不好，与$HCO_3^-+CO_3^{2-}$关系增强。另外，东南隆起区小城子、农安地区Cl^-含量最高，城2井可达10000毫克/升（是全盆地Cl^-含量最高的一口井），是西部长岭凹陷等地区的2~3倍。而西部的$HCO_3^-+CO_3^{2-}$是东部的约60倍。可见，东、西两部水的所含盐类是截然不同的。

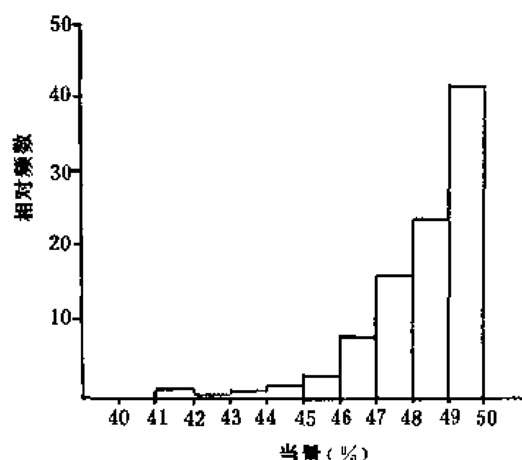


图 2-8-4 钠离子相对频数直方图

上述现象说明，水化学性质分区性较强，并依附于区域构造和沉积条件，一般认为，一级构造单元是控制水性稳定的基本地质条件，二级构造单元是使水性发生变化的主要地质原因，中央古隆起带起到了分异东西水性分水岭作用（表2-8-6）。

五、水化学分区特征

水化学分区划分是油气勘探一项重要内容。通过分区，可以揭示油田水性质与油气分布内在联系，因此，在油气勘探上具有一定指导意义。

（一）分区划分依据和标准

根据泉四段油田水分布和阳离子分异明显的特点（图2-8-5、2-8-6），应用K. E. 比契叶娃分类方法和原则，以水中主要离子组合特征、矿化度特征以及Na^+/Cl^-值的差别作为分区划分的依据，其标准见表2-8-7。水区命名：离子当量含量<5%，不参加命名；

表 2-8-6　构造、沉积特征与地下水性质关系一览表

特征 构造 项目	西部斜坡区	中央坳陷区			东南隆起区	
		红岗阶地	长岭凹陷	华字井阶地	中央占隆起带	杏山—莺山凹陷
矿化度	(低)	中—高	高	中—高	低	中—高
离子组合特征	(HCO_3^-–Na^+)	HCO_3^-、Cl^-–Na^+ Cl^-、HCO_3^-–Na^+	HCO_3^-、Cl^-–Na^+	Cl^-、HCO_3^-–Na^+ Cl^-–Na^+	HCO_3^-–Na^+ Cl^-、HCO_3^-–Na^+	Cl^-–Na^+
阴离子顺序	($HCO_3^- > Cl^- > SO_4^{2-}$)	$HCO_3^- > Cl^- > SO_4^{2-}$ $Cl^- > HCO_3^- > SO_4^{2-}$	$HCO_3^- > SO_4^{2-} > Cl^-$	$Cl^- > HCO_3^- > SO_4^{2-}$	$HCO_3^- > Cl^- > SO_4^{2-}$ $Cl^- > HCO_3^- > SO_4^{2-}$	$Cl^- > HCO_3^- > SO_4^{2-}$
水型	($NaHCO_3$)	$NaHCO_3$	$NaHCO_3$ $CaCl_2$	$NaHCO_3$ $CaCl_2$	$NaHCO_3$	$CaCl_2$
Na^+/Cl^-	(>10)	1～7	3～13	0.9～2	1.0～3.0	<1.0
沉积相	洪积 泛滥平原相	三角洲 前缘相	湖相	三角洲分流 平原相	湖相	

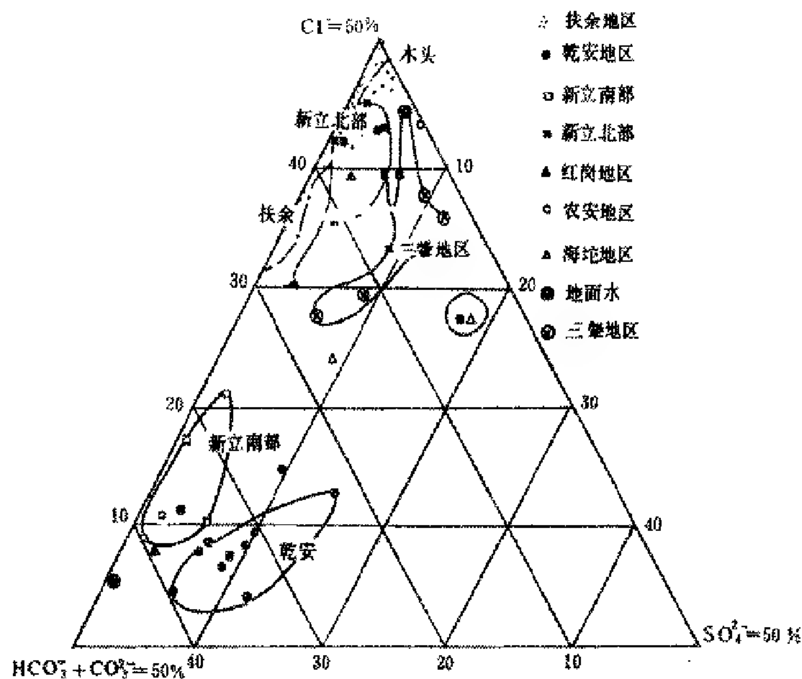


图 2-8-5 松辽盆地南部油田水 Cl^-、SO_4^{2-}、$HCO_3^-+CO_3^{2-}$ 三角分区图

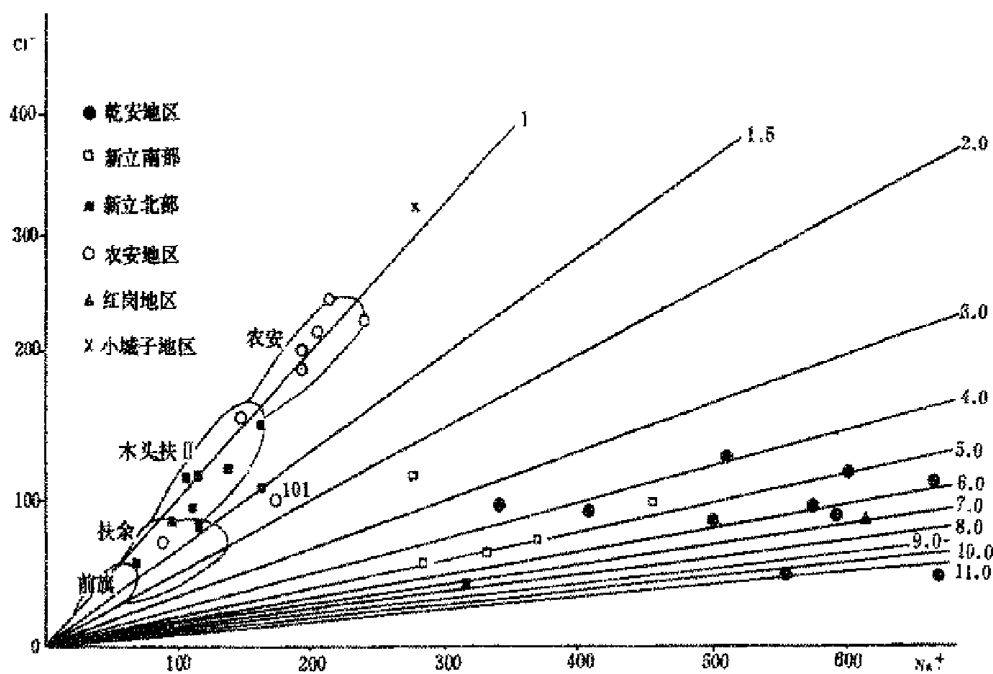


图 2-8-6 松辽盆地南部油田水$\frac{Na^+}{Cl^-}$比值图

含量在10～20当量%，称为高含量，根据离子含量多寡依次排列在第一位者，含量均大于30%。

表2-8-7 水化学分区依据和标准

分区＼标准依据	矿化度 (mg/l)	离子当量含量 (%)	$\frac{Na^+}{Cl^-}$	水类型	水型
重碳酸盐—钠水区	<3000	$Cl^-<10$ $HCO_3^-+CO_3^{2-}>40$	>3	HCO_3^-–Na^+	$NaHCO_3$
(高)含重碳酸盐、氯化物—钠水区	3000～10000	Cl^-: 30～45 $HCO_3^-+CO_3^{2-}$: 5～20	1～3	Cl^-、HCO_3^-–Na^+	$NaHCO_3$
氯化物—钠水区	10000～17000	$Cl^->45$ $HCO_3^-+CO_3^{2-}<5$	<1	Cl^-—Na^+	$CaCl_2$
含氯化物、重碳酸盐—钠水区①	>17000	Cl^-: 5～20 $HCO_3^-+CO_3^{2-}$: 30～40	3～12	HCO_3^-、Cl^-—Na^+	$NaHCO_3$

①为异常区，阳离子Na^+均>40当量%。

（二）分区特征

根据水化学分区依据和标准，可将泉四段油田水划分4个化学类型水区，见油田水化学类型分区图（图2-8-7），分区特征分述如下：

1. 重碳酸盐—钠水区（HCO_3^-—Na^+）

该水区主要分布在盆地西部斜坡边缘及杨大城子、登娄库等地层剥蚀区。该区水化学类型与大气降水关系密切，地下水补给充足。区内水量大、水动力活跃，不宜油气聚集。

依据有四点：

1）西部斜坡区具有长期翘起发育特点，水力坡度大，易于补给水源长期渗入。

2）吉林省水文地质队资料证实，白城地区地下潜水丰富，形成了极富水—富水白城扇形地，日出水量为500～1000立方米，并且由西向东流动。加之该区地层埋藏浅、隔水层差、砂岩发育、连续性好、导水性强，由此水向下伏地层渗补成为可能。

3）西部山区裂隙、节理发育，裂隙最深可达30米，蓄水性好，基岩裂隙水也是地下水的一个补给源。

4）由于盆地边部长期翘起及多期构造运动导致不整合面、地层超覆、基岩裂隙、节理发育，且有大型砂体存在，从而构成了完整的地表—潜水—地下水的流动串通网络。

2. 含（高含）重碳酸盐、氯化物—钠水区（Cl^-、HCO_3^-—Na^+）

该水区主要分布在新立—扶余、海坨、英台以及三肇一带。东区矿化度在3000～10000毫克／升间，Cl^-当量含量均>30%，$HCO_3^-+CO_3^{2-}$在5～20%之间，仅双坨、木头局部地区小于5%。离子比值系数基本稳定（表2-8-8、图2-8-8、2-8-9、2-8-10），仅在新立南部、三肇地区略有波动。图中新立南部显示最为明显。由此可见，该水区以富集Cl^-、Na^+，消耗SO_4^{2-}、Ca^{2+}、Mg^{2+}，而$HCO_3^-+CO_3^{2-}$适中为其主要特点，同时与油气聚集关系较为密切。

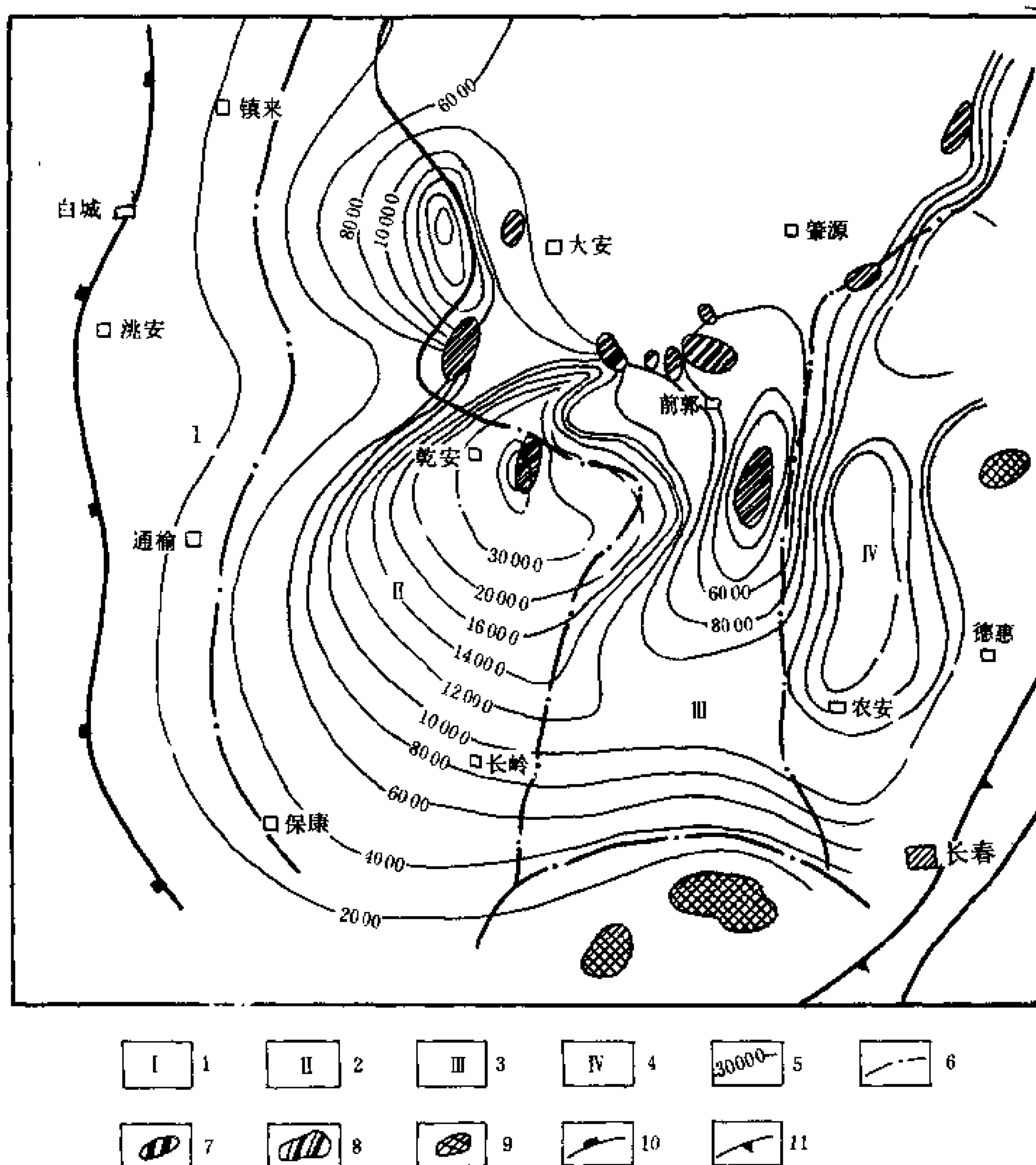


图 2–8–7 松辽盆地南部泉四段水化学类型分区图

1—HCO_3^-—Na^+水区；2—HCO_3^-、Cl^-—Na^+水区；3—Cl^-、HCO_3^-—Na^+水区；4—Cl^-—Na^+水区；5—矿化度等值线（毫克／升）；6—水区分界线；7—油田；8—含油气区；9—剥蚀区；10—地层超覆线；11—地层剥蚀线

3. 氯化物—钠水区（Cl^-—Na^+）

Cl^-—Na^+水区主要分布在东南隆起区的农安、小城子以及扶余Ⅱ号构造等地区。该区以高矿化度、Cl^-、Na^+占绝对优势、水类型单一为主要特点。Na^+／Cl^-平均为 0.98，盐化系数为 94.7，脱硫系数为 0.03，这些数据说明该区水文条件稳定，外来水影响不大。这可能与地表海拔相近、无明显水压头、致使水无外力作用难以渗入补给有关。

4. 含氯化物、重碳酸盐—钠水区（异常区）（HCO_3^-、Cl^-—Na^+）

HCO_3^-、Cl^-—Na^+水区主要分布于红岗、乾安以及孤店等地区。水性较为复杂，主要表现为三高一低。即矿物度高、HCO_3^-+CO_3^{2-} 高、SO_4^{2-} 高和 Cl^-低。

表 2-8-8 不同地区离子比值系数比较表

系数 / 地区 / 离子比	扶余	木头	新立北	新立南	海坨	英台	三肇
Na^+/Cl^-	<3	1.05	1.19	4.07	2	1.94	5.9
$\frac{Cl^-}{HCO_3^- + CO_3^{2-}}$	8.7	25.6	7.3	0.4	1.438	1.16	0.74
$\frac{SO_4^{2-}}{SO_4^{2-} + Cl^-}$	0.03	0.01	0.07	0.15	0.28	0.08	0.25

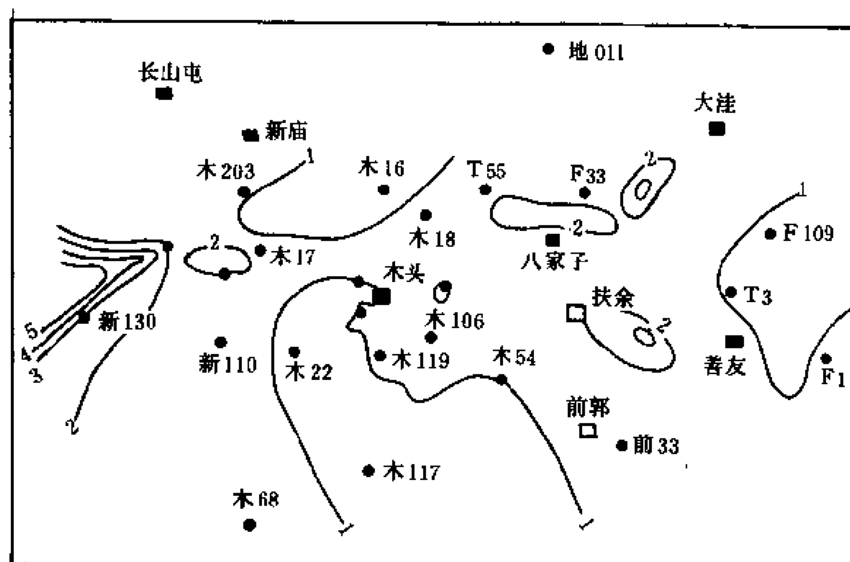


图 2-8-8 新立、扶余地区$\frac{Na^+}{Cl^-}$等值线图

水中Cl^-含量一般低于 3500 毫克／升，和扶余、木头地区相近。而 $HCO_3^-+CO_3^{2-}$ 含量为 9500 毫克／升左右，是扶余地区的近 100 倍。而 SO_4^{2-} 含量最高可达 8000 毫克／升，由此可以说明，该区三高一低的特点明显地区别于其他地区，有其独特的水化学形成条件。

众所周知，乾安地区泉四段地层埋藏较深，一般大于 2100 米。物性差，砂岩孔隙连通性不好。加之该区处于沉积沉降中心，构造运动对本区影响较小，断层不发育，从而封堵了上下、内外水动力联系，水在地壳深处高温高压作用下，致使造成矿化度的增加。SO_4^{2-} 高的原因应主要是在高地温区脱硫作用减弱或不发生所致。有资料介绍，脱硫菌在温度高于 60℃时就很不活跃，高于 80℃时就不能生存，使脱硫作用难以进行，这样才使 SO_4^{2-} 保存下来。乾安地区埋藏深，地温较高，当埋深大于 2000 米时，地温可达 84℃以上，SO_4^{2-} 含量高是理所当然的事。另外，乾安地区的深层玄武岩侵入亦可能为 SO_4^{2-} 提供来源。

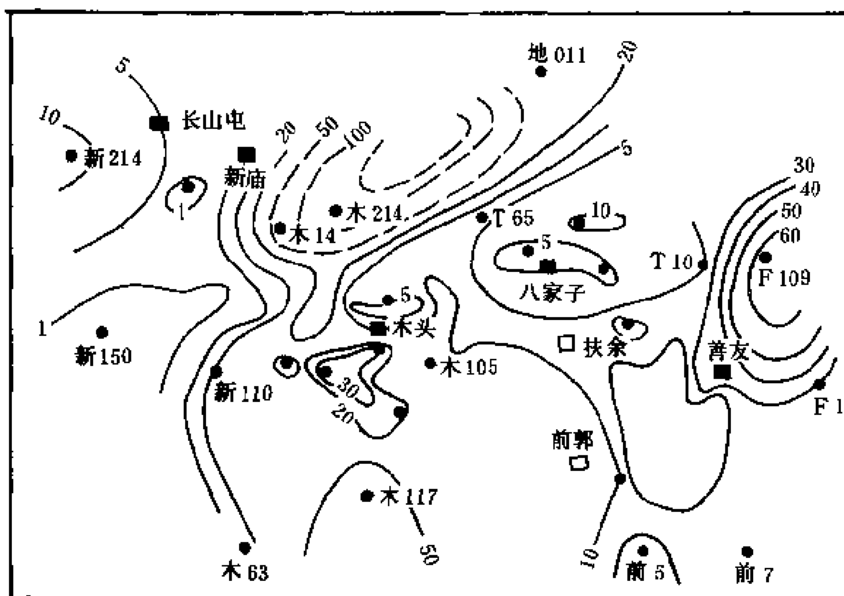


图 2-8-9 新立、扶余地区$\frac{Cl^-}{HCO_3^- + CO_3^{2-}}$等值线图

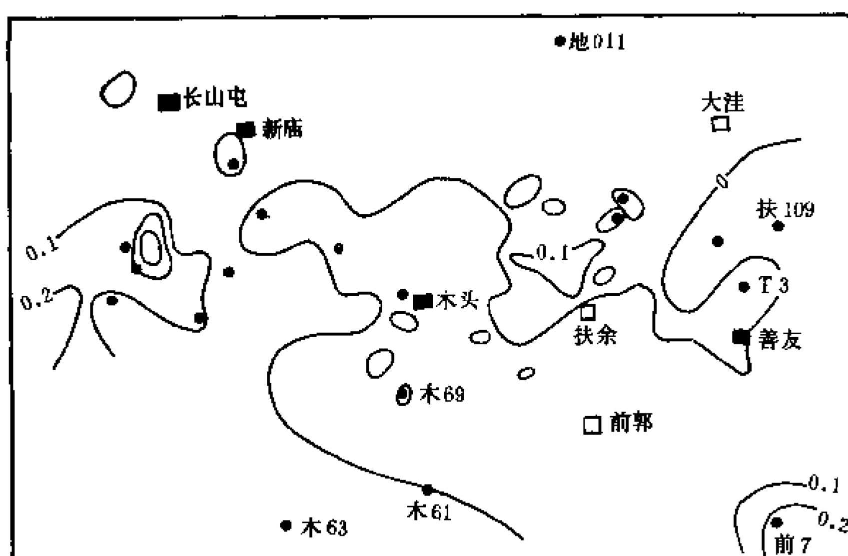


图 2-8-10 松辽盆地南部新立、扶余地区$\frac{SO_4^{2-}}{SO_4^{2-} + Cl^-}$等值线图

HCO_3^-含量高，是有机质和无机质与水综合作用的结果。

根据乾安、红岗、新立南部 9 口井 402 块岩芯样品统计，碳酸盐含量平均值在 8.22～16.48%，总平均为 11.7%。而水中HCO_3^-含量较低的木头、扶余地区，碳酸盐含量平均为

2.85%。可见，乾安、红岗地区的含量是木头、扶余地区的4倍，说明碳酸盐含量高与HCO_3^-离子富集有一定关系。

乾安地区是盆地南部主要生油区，该区有机质含量丰富，在埋深2000多米高温高压条件下，有机质发生热脱羧作用而形成HCO_3^-，是HCO_3^-离子含量增加的另一原因。

综上所述，盆地南部地下水化学性质纵横向变化规律明显。纵向上，地下水可划分为三个化学带，油田水化学带基本控制了油气的纵向分布。化学带之间为不同时期的水文地质界线，界线上下水性不同。在横向上，东西向可划分四个水化学类型区，由西向东序次为$HCO_3^-—Na^+$、HCO_3^-、$Cl^-—Na^+$、Cl^-、$HCO_3^-—Na^+$、$Cl^-—Na^+$有规律分布；矿化度呈低→高→中→高变化；Na^+/Cl^-由高到低。上述特征受区域构造格局和沉积特征控制。一、二级构造单元是控制水性质的基本条件，中央古隆起带是东、西两部水性不同的分水岭。

第三节　油田水性质与油气聚集关系

一、性质稳定，中等矿化度的Cl^-、$HCO_3^-—Na^+$水是寻找油气的有利水化学条件

(一) 矿化度3000和10000毫克／升是有利油气聚集的上、下限

由表2-8-9看出，各油田和含油气区，矿化度均在3000～10000毫克／升之间变化，大于10000毫克／升的只有乾安地区；小于3000毫克／升的仅在扶余油田个别井中出现。据统计，扶余油田有5口井矿化度小于3000毫克／升，其中有3口井全为水层。因此认为，泉四段油田水矿化度3000和10000毫克／升是有利油气聚集的上、下限。而良好的油气藏矿化度变化范围为5000～8000毫克／升，是寻找扶余油层油气藏的一个水化学指标。

表2-8-9　泉四段油田水矿化度与含油情况对比表

油田或含油气区	矿化度(mg／l)			含油、气情况		产水量 (m^3/d)
	最小	最大	平均	油(m^3/d)	气(万m^3/d)	
扶余	1616	10315	5479	油田		
木头	5474	9914	7227	油田		
新立	4181	7814	6608	油田		
朝阳沟	4869	9472	7171	油田		
地011			6958	0.546		0.563
前8			7345	0.001	5.08	0.001
扶218			5347	0.247		0.05
海2			4850	1.85		
卜3			8889	110.8公升		1.6
杜1			4610	1.22		5.2
古2			3847	0.326		
肇21			4717	0.38		0.23
升20			6338	2.1		微
乾安	17597	54529	36652	含油气区		

研究认为，水矿化度高，反映了地下水蒸发浓缩作用较强、地下水相对处于稳定静止闭塞环境或运移通道不佳和储集空间减小的地质环境、无法使油气大量聚集起来，乾安地区就是一个例子。

（二）性质稳定，Cl^-、HCO_3^-—Na^+水是有利油气聚集的油田水基本类型

1982 年前，于扶余油层共发现 4 个油田（即扶余、木头、新立和位居松北的朝阳沟油田）和 6 个含油气构造（即前旗、新民、扶余Ⅱ号、大安、海坨和乾安）。从图 2-8-7 可以看出，80%的油田及含油气构造均在 Cl^-、HCO_3^-—Na^+水区内。

1. 扶余油田水

扶余油田水类型 90%为 Cl^-、HCO_3^-—Na^+，局部地区见 Cl^-—Na^+水和 HCO_3^-、Cl^-—Na^+水，Cl^-、HCO_3^-—Na^+的分区界线与油水边界一致，说明 Cl^-、HCO_3^-—Na^+水是扶余油田水的基本类型。

2. 木头油田水

木头油田以 Cl^-—Na^+和 Cl^-、HCO_3^-—Na^+水为主。Cl^-、HCO_3^-—Na^+水沿构造轴部分布，在油田范围内，这两类型各占 50%。该区 Cl^-—Na^+水的出现，可能与早期封闭性同生断层发育有关。

3. 新立油田水

新立油田水的类型较为复杂，油田内以 Cl^-、HCO_3^-—Na^+水为主，在新 143 井—198 井一线以南为 HCO_3^-、Cl^-—Na^+水，构成了新立南北水性完全不同的两个水区。由表 2-8-10

表 2-8-10 新立南北地区水性对比表

分区	井号	阳离子(mg／l)			阴离子(mg／l)				矿化度 (mg／l)	试油结果(m^3／d)	
		K^++Na^+	Ca^{+2}	Mg^{+2}	Cl^-	SO_4^{-2}	CO_3^{-2}	HCO_3^-		油	水
北部	新 105	67.6	0.04	0	57.7	0.4	1.3	9.0	4181	0.638	0.021
	119	108.0	16.3	1.4	97.8	15.6	0	13.1	7814	1.3	0.3
	178	114.0	11.0	0.5	114.5	3.4	0	9.1	7577	油花	0.23
	193[2]	114.9	9.1	0.2	104.3	3.9	7.7	9.2	7471	0.17	0.002
	138	161.1	1.8	0.4	107.4	20.2	0.9	35.7	10700	0.21	0.07
	169	196.9	0.3	0	117.7	10.8	16.8	52.6	12911	0.28	0.11
南部	新 104	269.6	0.8	0.6	78.8	1.0	13.9	177.9	20312	0.002	0.28
	117	370.2	0.8	0.8	71.8	28.0	0	316.1	32713		1.77
	198	276.5	0.3	0.8	117.9	8.6	0	152.6	20227	0.27	0.45
	142	454.0	0.5	0.6	99.8	23.8	0	332.6	35404	0.076	1.27
	143	285.1	0.3	0.3	58.5	32.3	82.3	110.0	19461	0.005	0.05
	150	418.0	0	2.5	144.2	6.1	50.8	219.6	29960		2.85

可以看出，新立北部以 Cl^-、HCO_3^-—Na^+水为主，矿化度平均在 7000 毫克／升左右。$HCO_3^-+CO_3^{2-}$ 含量平均为 16 毫克／升。而南部是以高矿化度、高 $HCO_3^-+CO_3^{2-}$ 含量为其主要特点。矿化度平均为 26000 毫克／升，是北部的 3.8 倍，$HCO_3^-+CO_3^{2-}$ 平均含量为 232.6 毫克／升是北部的 15 倍，而 Cl^-大体相近。更为有趣的是，南北水性分区界线恰与油水边界一致，这是巧合还是有其内在必然联系，有待于以后探讨。初步认为，造成水性南北差异可能是沉积物源差异的结果，同时也与油气的运移、聚集有一定关系。在油气运移聚集以前，新立地区储集层被高矿化度水充满，水性大体一致。由于生油期的到来，生油层中的油与水在上覆岩石压力影响下，共同向外运移。当运移到储集层后，运移而来的油和水将储集层中原始高矿化沉积水挤出，沿同一方向向上倾方向运移。这样，油和矿化度相对较低的矿化水替换了原高矿化的沉积水，从而导致了油田水具有较低矿化度的特点。根据上述分析，新扶地区的油主要来自北部的三肇地区是十分可能的。

从上述分析看，Cl^-、HCO_3^-—Na^+水与油气分布确有一定联系。

二、水中的有机组分是勘探、追踪油气藏的直接重要标志

近几年来，随着水文地球化学找矿工作的进展，对地下水中有机质的类型、成分、数量以及与油气聚集的联系进行了比较深入的研究。这对于了解石油成因、油气藏形成以及远景预测，都有重要意义。

近几年来，吉林油田相继开展了对地下水中有机物质的测试和研究，积累了一定数量有机组分的分析数据。经整理后研究表明，利用水中有机组分可以区别油田水和非油田水，含油层水和水层水。同时发现，油田内外和油水边界附近有机组分含量按一定规律变化。

（一）油田水和非油田水

吉林油田的研究人员分析了扶余、新木、红岗、乾安等地油田水，普查了营城子煤田、石碑岭煤田、蛟河煤田以及地表非油田水（表 2-8-11）。比较的结果表明，油田水和非油田水中均含有机酸，但前者高于后者 3～9 倍；油田水中均含有苯，而非油田水中基本不含苯。

表 2-8-11　油田水与非油田水有机组分比较表（mg／l）

分类 / 地区 / 成分	油田水				非油田水				
	扶余	新木	红岗	乾安	地表水		煤田水		
					长山井水	江水	蛟河	营城子	石碑岭
有机酸	$18\frac{1094-2400}{168}$①	$16\frac{164-705}{500}$	$10\frac{117-893}{359}$	$12\frac{212-705}{509}$	41	117	92	70～94	94
苯	$3\frac{0.06-0.12}{0.1}$	$18\frac{迹-0.71}{0.31}$	$9\frac{0.16}{迹-0.38}$	$10\frac{0.03-1.0}{0.40}$	迹	0	0	0	0

①数据是指样品数$\frac{最小值-最大值}{平均值}$。

（二）油层水与水层水的区别

统计资料表明，苯和有机酸与深度、矿化度不相关，但有机酸与水中的 $HCO_3^-+CO_3^{2-}$

含量有一定关系，因此认为苯和有机酸同油气聚集密切相关。

在上述研究基础上，分析油层水和水层水中有机组分含量变化的情况，发现其二者的含量有很明显的差别。即便是同一油田内，油层水和水层水其含量也有不同。如新213井泉三段苯含量近于检出线以下，有机酸为164.0毫克／升，产油30公斤。而其附近的新111井泉三段苯，含量为0.5毫克／升，有机酸为588.6毫克／升，产油1.26米^3／日，产水1.62米^3／日。又如乾安地区的乾深3井泉四段，苯含量为0.03毫克／升，有机酸为212.4毫克／升，无油，产水0.13米^3／日。其南部的乾深2井泉四段—青山口组，苯含量为1.0毫克／升，有机酸为682.0毫克／升，产油3.28米^3／日，产水0.96米^3／日。上述资料说明，即使两口井井距很近（几百米），只要含油情况不同，水中有机组分含量也不同。初步确定含油层有机组分的下限值有所不同。从表2–8–12看，苯较有机酸差异性大，油层水和水层水中的苯最高相差4倍；而有机酸一般小于2倍。说明利用苯含量指导油气勘探比利用有机酸意义更大些。这个规律的发现对油气勘探是有其实用价值的。

表2–8–12　油层水和水层水有机组分含量平均值表

组分／地区	苯(mg／l)	有机酸(mg／l)	水　类　型
扶　余	$0.1\frac{0.105}{0.06}1.75$①	$120\frac{189}{116}1.63$	Cl^-、HCO_3^-—Na^+
新　木	$0.2\frac{0.414}{0.135}3.07$	$400\frac{610}{358}1.73$	HCO_3^-、Cl^-—Na^+ Cl^-、HCO_3^-—Na^+、 Cl^-—Na^+
红　岗	$0.25\frac{0.32}{0.115}2.78$	$300\frac{470}{249}1.89$	HCO_3^-、Cl^-—Na^+
乾　安	$0.25\frac{0.571}{0.140}4.08$	$400\frac{612}{301}2.03$	HCO_3^-、Cl^-—Na^+

①数据指临界值下限$\frac{含油水}{水层水}$倍数。

松辽盆地南部区域水文地质的研究是比较初步的，研究的层系亦较局限，所获得的几点认识也是实验性的，尚未从理论上作出透彻的说明。但是，已取得的几项成果对油气勘探仍然是有帮助的。这项工作的深入开展必将为水化学找矿提供更充分的依据，而且说明含油区水文地质的研究是有生命力的。

第九章 天 然 气

第一节 概 况

天然气在能源结构和化工原料中的地位正逐年提高。另据前苏联研究，天然气在代替粮食、养殖、保鲜、耕耘、除草等方面的用途也蕴含着巨大的潜能。因此，对天然气的勘探，已在世界范围内引起广泛关注。近年来，全世界天然气的产量、储量的增加速度已大大超过了石油。目前世界油气产量比例，按热值计算为 2：1。世界探明油气储量，按热值计算为 1.5：1。而我国这两项比值则分别为 8：1 和 12：1（1982 年）。这样的差距和我国的四化要求显然是不相适应的。

1962 年，石油工业部松辽石油勘探局曾经提出加强找气工作，但是由于多种原因，该项工作始终没有列为专项。所获的勘探成果均属石油勘探的附产品。但这也可说明在松辽盆地南部天然气的勘探具有广阔的前景。1959 年以来，在松辽盆地南部的英台、红岗、大安、新立、木头、扶余、扶余Ⅰ号、扶余Ⅱ号、乾安、前郭、双坨子、小城子、农安、万金塔、杨大城子、农安地区的后岗子、梨树地区的茅山等构造和地区，均获得了天然气流，其中部分是工业气流。

天然气的分布在平面上已遍布全区（图 2−9−1)。纵向上由明水组—基岩风化壳均有所见。按气体赋存状态可分为气藏气、气顶气和溶解气三种类型。气体成因类型包括生物化学甲烷气、石油伴生气、煤成气和无机 CO_2 气四种类型，参见图 2−9−1。

上述各类天然气均获一定储量，并且有部分已经开发利用。例如红岗构造明水组气藏的生化甲烷气，在 1973 年已开始为矿区自用；农安构造农 10 井区的煤成气，作为原料已向农安县化肥厂供应 10 年之久。

但是，天然气储量按热值计算仅占石油储量的 2.0%，而且，已发现的天然气自身的成因类型结构亦不均衡。在已获储量中，有 91.5% 为石油伴生气、6.4% 为生化甲烷气，而当代天然气之冠——煤成气仅占 2.1%。纵观松辽盆地南部天然气勘探状况，可以说该区前景十分广阔，但勘探工作尚属刚刚起步。随着形势的发展，对天然气的成因、分布及勘探方向的深入研究已逐步提到日程上来。

第二节 天然气的发现

一、油气兼探中的发现（1959 年～1982 年）

本阶段内松辽盆地南部天然气的发现均与石油的发现相伴而获，没有用专门的理论和方法作单项考察，而且主要的发现多见于试油过程中。因此，天然气的首次显示一般不具典型意义。本章除将对红岗和万金塔天然气藏作专门介绍外，其他各地区、各层系、各种类型的天然气显示，均将在第十章中结合原油显示作一般性记述。现将试油过程中首次获工业气流情况纳入表 2−9−1，权代“首次发现”的记录。

1981 年，吉林油田研究院开发室组成专题组，首次分别计算了红岗气顶气和气藏气地

质储量、可采储量及全油田溶解气地质储量、可采储量[1]。

1982年，溶解气地质储量有所增加[2]。而后，天然气储量计算工作曾多次进行。

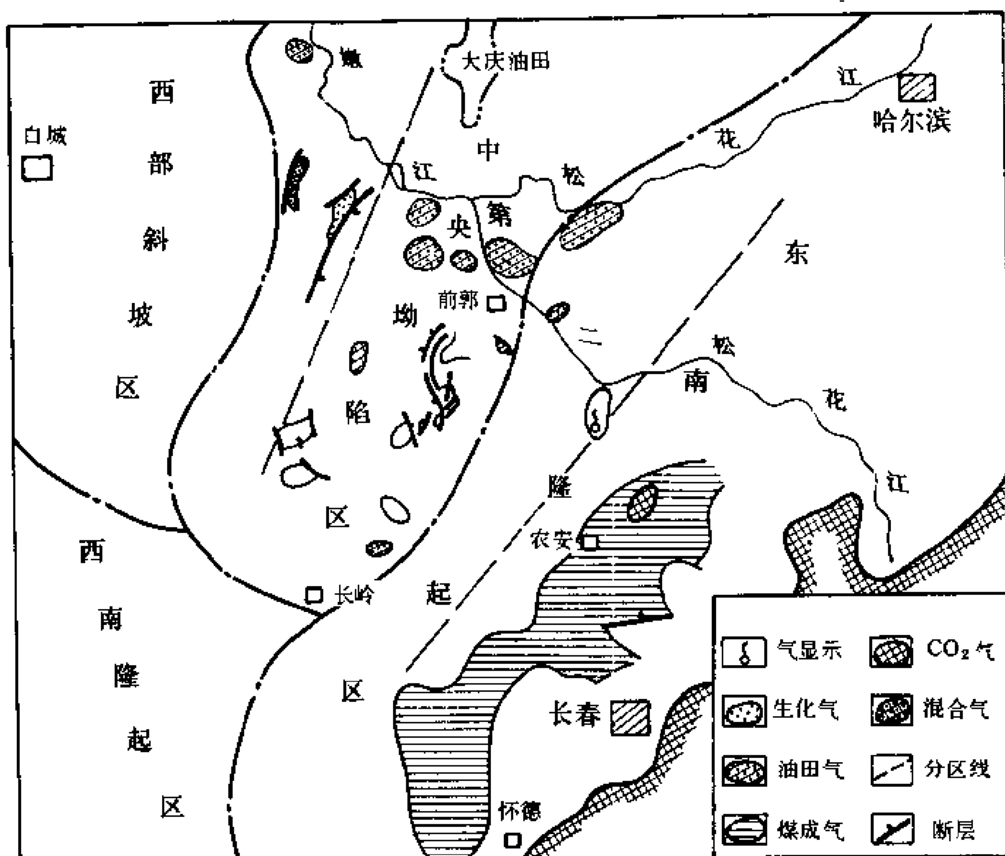


图2-9-1 松辽盆地南部天然气平面分区图

二、天然气勘探的准备情况

1982年4月，石油工业部召开全国第一次煤成气工作座谈会，并将松辽盆地南部德惠断陷作为全国煤成气重点研究对象之一。以此为契机，吉林油田对松辽盆地天然气的分类、分布规律和勘探前景作了广泛的探讨，并获下述基本认识：松辽盆地南部由西到东、由浅层到深层，有规律的分布着生化甲烷气（即浅层气）、油田伴生气、煤成气等三种类型天然气，在局部地区分布着无机成因的CO_2气；不同类型天然气的形成和富集与盆地演化的不同阶段有其内在联系，即盆地发育的断陷阶段（主要是侏罗纪）可形成巨大的煤成气；坳陷阶段——油田伴生气，褶皱上升阶段——生化甲烷气，而CO_2气主要和断陷阶段的岩浆活动有关；并具体指出，在盆地南部的德惠断陷和梨树断陷具有很好的煤成气勘探前景。建议在这两个地区以煤成气为主、油气并举，开展勘探工作。

1980～1981年度，通过地震在德惠地区弄清了侏罗系分布范围，并于其内幕获得三个

---

[1] 赵淑霞，1981，"吉林油田天然气储量报告"。

[2] 马东升，1982，"吉林油田管理局1982年石油、天然气储量年报"。

较好的地震反射层，自上而下为 T_{J1}、T_{J2}、T_{J3}，以 T_{J2} 反射层为最清楚。初步落实了 T_{J2} 地震界面的构造形态，发现了后新立屯和后岗子两个构造。

1982～1983 年度的地震普查初步查明了梨树断陷的侏罗系分布范围，获 T_4、T_{JH1}、T_{JH2}、T_5 地震反射层（当时的名称），并于 T_4 界面发现茅山构造。因此，这两个地区有了较好的天然气勘探的地质工作基础。

1984 年 2 月，在农安地区后新立屯构造上，农 101 井的侏罗系和基岩风化壳分别获得工业气流和少量气流，参见表 2–9–1。

表 2–9–1 松辽盆地南部各地区首次试气显示表

地 区	井 号	试 气 时 间	层 位	井 段 (m)	结 果 ($10^3m^3/d$)
杨大城子	杨 114	1959.11.6～1960.2.22	Y	797.0～834.0	2.4
大 安	大 4	1963.8.24	P	1493.5～1506.0	243.3
新 立	新 66	1971.9.30～11.8	H	337.6～347.8	2.057
红 岗	火 2	1973.7.19	M	379.0～400.0	34.1
木 头	木 239	1974.10.22～10.26	Y	1065.4～1067.4	2.821
双 坨 子	坨 1	1974.12.29～12.31	G	789.4～792.2	35.60
前 郭	前 8	1975.6.28～7.11	F	458.8～451.8	31.70
农 安	农 10	1976.3.10～5.14	Y	856.4～868.0	101.06
乾 安	乾深 2	1978.11.29～12.8	F	2156～2144.0	1.796
万 金 塔	万 2	1980.4.23～5.24	Y	843.8～838.8	131.257
孤 店 子	孤 6	1980.10.2～11.8	F	1676.0～1670.0	气苗
英 台	英 101	1982.11.5～11.28	S	1394.8～1397.0	37.745
后 岗 子	农 101	1984.2.11～2.23	J	2360.6～2348.8	3.903
	农 101		基岩	3022.0～3066.0	0.079
扶余 I 号	扶 113	1984.6.12～6.24	Y	218.8～221.6	2.609
茅 山	梨参 1	1984.6.12～7.17	q′～J	1468.4～1473.4	75.059

1984 年 7 月，在梨树地区茅山构造的梨参 1 井泉一段获工业天然气流，同年求得控制储量。从而，突破了这两个地区的深层出气关。

第三节　天然气藏及气顶气、溶解气

松辽盆地南部共有三个天然气藏，即红岗油田明水组生化甲烷气藏、农安万金塔 CO_2 气藏和农安构造北高点的农 3 井区、农 10 井区煤成气藏。关于新立、木头的"纯含气区块"尚未明确归属。气顶气，包括夹层气的主要代表是红岗油田萨Ⅰ、Ⅱ油层组气顶气和大安构造萨尔图油层气顶气。溶解气则见于所有油田。

一、天然气藏

这里仅介绍红岗明水和万金塔两个纯气藏。农安气藏将于本篇第十一章介绍。

(一) 红岗明水生物化学甲烷气藏

红岗明水气藏是松辽盆地南部唯一的生化甲烷气藏，储集层为上白垩统明水组。气藏的地理位置、自然条件及构造归属，均同红岗油田（参见本篇第十一章)。气藏性质为具有底水衬托的岩性—构造气藏。

截至 1984 年，已确定含气面积为 15.2 平方公里。自 1973 年发现以来，已建立单独井网并予以开发。但仅于冬季采出，供红岗油田取暖之用。

1. 勘探简况

明水组气藏的勘探和发现均与红岗油田同时。发现前的勘探历程，可参阅本篇第十一章"红岗油田"部分。

1973 年 7 月 19 日，火 2 井首次在明水组 379～400 米井段试获日产 4.31 万立方米的工业气流。于是，在勘探开发红岗油田的同时，对气藏也进行了勘探（兼探）和试采工作。

1973 年 9 月 21 日，针对明水天然气进行工作，首钻气 1 井，当年共钻气字号井 11 口，初步圈定含气面积为 22.7 平方公里。

1977 年，钻第二批气字号探井 11 口，再次圈定含气面积。1981 年正式计算储量，含气面积核定为 15.17 平方公里。

2. 气藏的构造特征

红岗构造明水气层顶面构造以−255 米等高线圈闭，为一短轴背斜，轴向近南北，长轴 12.5 公里、短轴 3.25 公里，构造高点在气 18 井附近，海拔为−236.5 米。构造比较平缓，西翼倾角 3.5°，东翼小于 1°，两翼不对称。

构造西翼及两端断层较发育，均为正断层，以北东和北北西向为主。垂直断距 5～51 米，断层长 0.6～4.5 公里。

3. 储集层特征

明水组气藏储集层为明一段第三砂组的中段，气层埋深 370～390 米，含气高度 20 米。岩性以粉—细粉砂岩为主。物性较好，孔隙度为 28.6%；渗透率为 419×10^{-3} 二次方微米。泥质胶结。泥质含量为 25%，碳酸盐含量为 3.4%，分选系数为 3.7，粒度中值为 0.084 毫米。

储集层自上而下分 4 个小层，第一小层分布面积广，而且稳定，含气砂岩钻遇率为 98%，天然气储量占 95%；第二小层分布零星，钻遇率为 14%，天然气储量占 5.0%；第三、四小层在气水界面以下，为含水砂岩。

气藏主要受构造控制，同时受岩性控制，由于砂岩非均质性的影响，分隔成为大小不等的 11 个含气砂体，1 号小层的 7—05 井至 21—05 井气砂体分布面积与构造圈闭面积相近，

其余 10 个气砂体均呈透镜状分布。

储集层上覆 20 米左右的黑色泥岩，分布稳定，其电性特殊，属区域性的标志层。其下约 20 米左右以泥岩为主的岩层是盖层，加以构造条件，形成较好的圈闭。

储集层的其他参数：含气饱和度为 65%，原始地层压力为 3.92×10^5 帕，地层温度为 26℃，天然气相对密度为 0.5776；压缩系数为 0.92。

向东西各25公里可分别与长白铁路及长哈铁路相接，交通十分方便，农业发达。

其构造位置属于东南隆起区农安—万金塔背斜带的北端，南临农安构造，东临德惠—榆树凹陷，西靠钓鱼台凸起，北抵青山口背斜带。沉积环境与农安构造相似，属东部九台水系的河湖过渡相。含油气区划为农安—万金塔深部组合油气聚集带。万金塔构造为一穹隆状构造，面积64平方公里（T_2），为松辽盆地唯一的含纯CO_2气的构造，产气层位为杨大城子油层。

截至1982年底，万金塔构造已完成地震详查，共钻探井2口（不包括地质部的3口），总进尺2644.5米，取芯井1口，进尺9.29米，芯长2.97米，试油井2口，共4层次、厚度22.6米。圈定含气面积20.6平方公里，所获CO_2迄今尚未开发利用。

1. 勘探简况

1963年，石油工业部松辽石油勘探局地调处通过地震工作发现万金塔构造，绘制了T_2反射层构造图，为穹隆背斜。

1963年7月16日，石油部松辽勘探局吉林勘探处钻万1井，井深1737米，钻达侏罗系。

1966年该部钻万2井至泉3段发生井喷，探井报费，工作暂停。

1977年，吉林省石油会战指挥部地调指挥部完成地震详查，绘制了T_2、T_4、T_5等反射层构造图，但部分地区，尤其是构造顶部资料质量较差。遂于1978年进行了补充详查。

1977年12月20日，钻开万2^2井，井深906.7米，钻至泉三段。

1980年4月23日—5月24日试万2^2井杨大城子油层，获CO_2气，日产131.257万立方米。1984年计算了控制储量。

2. 地层构造特征

（1）地层　万金塔构造钻遇地层最低层位为上侏罗统，其上地层发育不全，下白垩统下部缺失登娄库组，上部嫩二段以上全部剥失。晚白垩世—第三纪没有接受沉积，第四系直接不整合于嫩一段之上。

据其岩性分析，从侏罗系—白垩系几乎全部为河流相沉积，仅青山口组和嫩一段可能属滨浅湖相沉积。

（2）构造特征　万金塔构造是农安—万金塔背斜带北端的一个局部构造，三层地震反射界面（T_2、T_4、T_5），构造要素如表2–9–4。该构造的基岩顶面被基底断裂切割形成断块凸起。

该构造断裂不发育，只有一条北北东向基底断裂，延伸长达40公里。在断裂附近的万1井侏罗系取芯见到1.6米玄武岩和辉绿岩，说明侏罗系沉积时期该断裂曾是岩浆喷发的通道。断裂延伸到T_2以上层位，并保持着深浅层断裂延伸方向的一致性。

构造发育分三期：①侏罗纪前产生的基底断裂，侏罗纪停止活动。②侏罗纪晚期断裂复活，伴随火山活动，断开侏罗系，泉头期停止活动。③嫩江末期构造定型，成为CO_2气的储集场所，此次活动也伴有基底断裂的继续发展。它一方面控制着构造发育，另一方面形成CO_2气体的通道。

3. 储集层特征

万金塔构造主要储集层为泉三段杨大城子油层，埋藏深度750～900米，砂岩厚23～90米。构造范围内局部砂岩呈透镜状作北东向延伸，杨大城子油层为一套砂泥岩层，分为两个砂岩组，其中第二砂组比较发育，是万金塔构造的主要产气层位，它分为4个小层，总厚

20.4 米。气体主要受构造和砂体的控制（图 2-9-2）。

表 2-9-4 万金塔构造要素表

位置	地理位置	吉林省、农安县、万金塔乡	
	区域构造位置	东南隆起区、农安背斜带	
项目 \ 标准层		T_2	T_4
轴向		NE 48°	
长轴 (km)		11	7.5
短轴 (km)		7.5	5
长短轴比		1.6 : 1	1.5 : 1
构造形态		穹隆	穹隆
高点位置		万 2 井西 1km	
闭合面积 (km^2)		64	33.5
闭合高度 (m)		150	400
两翼倾角		西 2°30′，东 4°	
可靠程度		落实	较差

4. 天然气性质

气体相对密度为 1.512，甲烷含量为 0.61%，CO_2 和 H_2S 为 99.02%，N_2 为 0.37%。

二、气顶气藏（包括夹层气）

（一）红岗油田萨Ⅰ油组气顶气

红岗油田是一个具有气顶气、夹层气的油气藏，位于吉林省大安县两家子乡，1973 年全面勘探，次年投入开发，开采目的层为萨尔图油层。

1981 年曾计算储量，1984 年最后计算含气面积为 15.7 平方公里，目前尚未动用。

1. 地层、构造特征

红岗油田萨Ⅰ组油层属于下白垩统嫩江组第一段。岩性为灰—灰绿色粉砂质泥岩和泥质粉砂岩为主体的砂泥岩组合。砂岩具水平层理、微细水平层理和板状水平层理。岩石中具有圆形和不规则形斑点。

红岗油田的构造形态为一长轴背斜、轴向近南北、西翼稍陡、约 6°～7°，东翼稍缓，约 2°～3°。以萨Ⅰ顶面−1070 米等高线圈闭计算，构造长轴约 17 公里、短轴为 2.5～3.5 公里、在西翼有一长 12.8 公里的断面东倾的逆断层。油田范围内有 7 条小断层，但对油气分布的影响不大。

2. 储集层物性

萨Ⅰ油组气顶有 3 个小高点，即 6—5 井高点、3^2 井高点和 183 井高点。共含 3 个小层，其中 1 号小层在全区分布稳定，钻遇率达 100%，储集层平均厚度 2 米，平均渗透率为

53.1×10^{-3}二次方微米。储量占萨Ⅰ组气顶储量的81.4%；2、3号小层较差，两层平均渗透率及孔隙度均略小于萨Ⅰ组。泥质含量为22%、碳酸盐含量为13.3%。总的看来，气顶岩性物性都较差，产气能力不强。最好的1号小层在50^2井、125井试气日产4000立方米。

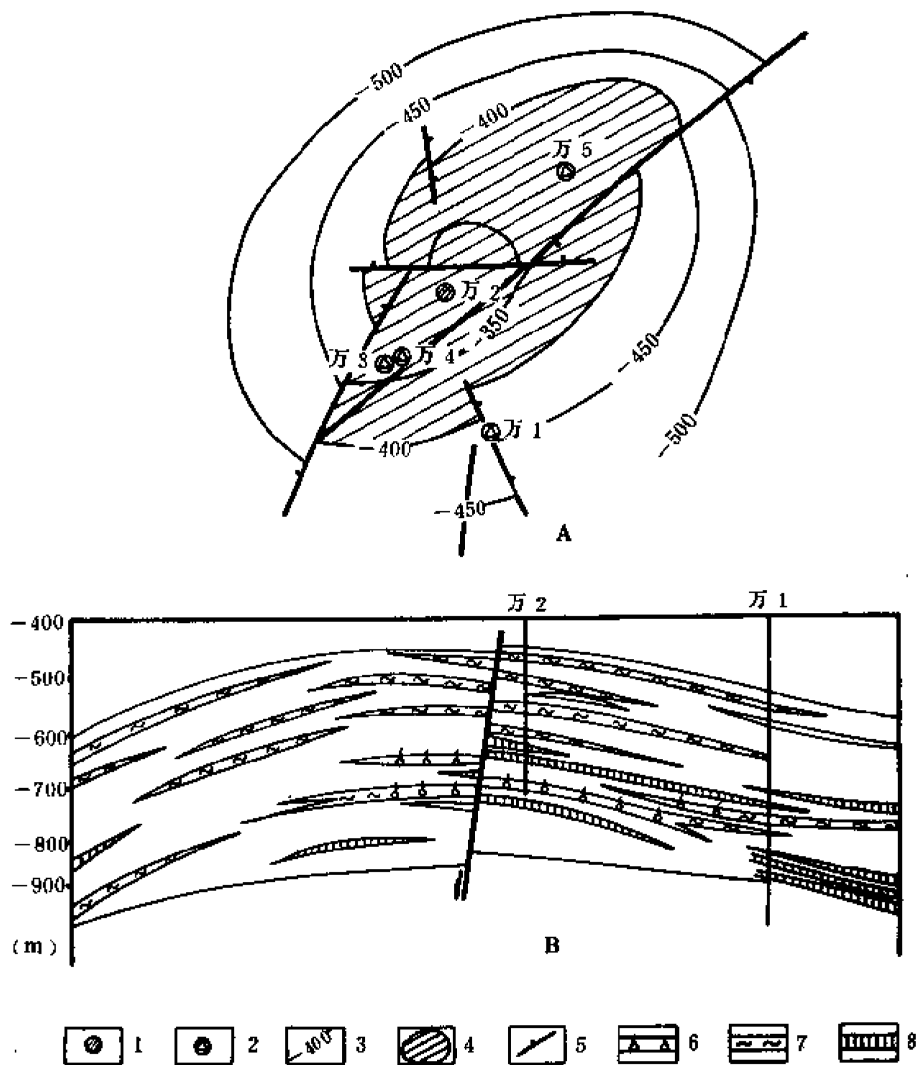


图2-9-2　万金塔构造勘探成果图

1—获工业气流井；2—油气显示井；3—T_2构造等值线（米）；

4—含气面积；5—断层；6—气层；7—水层；8—干层

有人认为气顶形成的原因是原始油藏整体上升，地层压力降低，溶解气析出的结果。萨Ⅰ组溶解气与气顶气性质相近（表2-9-5）。由此可以认为萨Ⅰ组的气顶气实际是原始溶解气在新的压力条件下的另一种赋存形式。

储集层其他参数：气顶最大高度15米，气层压力0.121兆帕，温度48℃。

（二）红岗油田萨Ⅱ油层组（小气顶）气藏

红岗油田萨尔图油层，除萨Ⅰ组顶部有较大含气面积之外，在构造南、北、中高点部位的萨Ⅱ组顶部均分布有大小不等的含气面积。气层一般受构造和岩性双重控制，多呈透镜状。天然气组分与油层溶解气组分一致。甲烷含量为93.45%，单井气产量较少，一般在万

立方米左右，随萨Ⅱ油层组原油同时开发。实际上也是溶解气的"变态"。

萨尔图油层埋深1165～1220米左右，小气顶主要分布在萨Ⅱ组1、9、11、12、18、20、21小层。气层在电测上表现为高时差。

表2-9-5　萨Ⅰ油组气顶气与溶解气性质对比表

项目/数据/分类	相对密度	CH_4（%）	重烃（%）	CO_2（%）	N_2（%）
气顶气	0.6039	92.42	0.73	2.7	4.0
溶解气	0.6090	92.05	2.75	0.89	6.07

储集层物性、岩性与油层基本一致。孔隙度中等，碳酸盐含量为6.7%，含气饱和度为56%，气层中部压力为12.5×10^5帕，温度54℃。

三、溶解气

吉林省现有的10个油田和大部分获工业油流的构造均有溶解气，但仅对油田的溶解气研究较多。

1981年，吉林油田研究院开发室提交的"吉林油田溶解气储量报告"对溶解气储量计算方法、储量参数作了初步的研究，并首次对各油田溶解气储量作了计算，得出地质储量达数10亿立方米。

这些天然气随着原油的开采，而得以开发。但是，气体分离出来以后，尚未很好的加以利用。

第四节　天然气的成因类型

一、划分的原则及现状

天然气成因类型的划分，应从寻找油气的目的出发，从气体的成分、特征着手，联系其形成的地质环境予以确定。1983年，发表在《石油勘探与开发》第二期上的"对我国天然气类型及资源潜力的分析"一文将我国天然气资源分为4种类型，即油田气、煤成气、碳酸盐岩过成熟气和浅层生物气。同年，《石油学报》第二期也发表了与此大体相同的分类文章。这两篇文章基本上遵循了上述原则，从而天然气的成因分类有了比较明确的方案。

1983年，吉林油田研究院化验室对松辽盆地南部已发现的天然气曾作了上述的分类尝试。该年提交的"松辽盆地南部天然气的成因类型"研究报告，主要利用天然气的化学组分，即甲烷$\delta^{13}C_1$值、天然气中汞含量、异丁烷与正丁烷的比值等指标，并结合天然气产出的地质环境和来源予以分类。结果认为，松辽盆地南部有4种天然气，即：生化甲烷气、油田伴生气、煤成气和无机CO_2气（表2-9-6）。

按正统的观点，所谓地质环境，实质上是指由沉积的自然环境所规定的生气母质的性质及其在各演化阶段的地球化学条件的综合。一般来说，腐殖型母质在演化的中、高级阶段可生成煤成气；腐泥型母质生成油田气；而上述两种母质在初始阶段均可生成生化甲烷气。生

气母质的性质及其演化条件与地质环境直接相关。所以，后者在天然气成因分类中具有不可忽视的地位。

气体来源的探索是通过本区油、气化学特征的对比，找出其共性，再与已知油源区的油气对比实现的。

表 2-9-6 划分天然气成因的地球化学指标表

地球化学指标	油型气	煤成气	生物化学气	深源气和石化气
CH_4 (%)	70~95	>90	>95	CH_4低 CO_2高
C_1/C_2+C_3	10~100	20~100	>200	
C_1/C_{1-5}	0.80~0.95	0.94~0.99	>0.99	
$i-C_4/n-C_4$	低	高		
$\delta^{13}C_1$ (‰)	-30~-55	-30~-20	-55~-90	-20~-8
汞 ($\mu g/m^3$)	极低	0.1~4	极低	
Hg、Ar	低	极低	极低	高

二、松南天然气成因类型

(一) 煤成气——农安地区的天然气

一般认为煤成气是煤或煤系地层中的分散有机质（主要是腐殖型有机质）在煤化过程中生成的全部天然气。煤化过程可以理解为煤中的碳质富集变质和脱水过程。煤化过程各阶段生成的天然气如表 2-9-7。在实践中人们不把低级阶段形成的 CO_2 列入其中。所以，煤成气可理解为煤系地层中的腐殖型有机质所生成的全部“可燃性”天然气。现将北海煤成气的化学特征列入表 2-9-8，以资对比。

表 2-9-7 各类有机质在演化中的主要产物表

物源类型	高等植物为主			低等生物为主		
	腐殖质（Ⅲ型干酪根、煤）			腐泥质（Ⅰ、Ⅱ型干酪根）		
产物特征	甲烷 CO_2 H_2O	甲烷及同系物 湿气 凝析油	甲烷 CO_2 N_2	甲烷 CO_2 H_2O	甲烷 湿气 油	甲烷 H_2S N_2
成熟度	泥炭—褐煤	气煤—焦煤	贫煤以上	未成熟	成熟	过成熟

农安地区的天然气产层主要是泉头组第三段（杨大城子油层）。如农 10、农 3、农 19 井等，其次为侏罗系和风化壳（农 101 井）。根据它们的来源和化学性质，可划为煤成气。

1. 农安地区的油气均来自侏罗系

1983 年，吉林油田研究院勘探所研究了侏罗纪断陷的沉积特征，同时，从油源对比角

度研究了农安地区油气特征。结果发现产自泉一、二、三段的农3、5、10、19、21、26等井的油气的正构烷烃分布曲线形态和正、异构烷烃含量及主峰碳数，与农15井的油砂相似，而与白垩系的油气相去甚远。由此获得了这些油气来自侏罗系的证据之一●。

表2-9-8 北海南部的煤成气田数据表

地　区	气　田	产 气 层	CH_4 (%)	C_2H_6 (%)	C_3H_8 (%)	C_4H_{10} (%)	C_5H_{12} (%)	$C_1/(C_2+C_3)$
巴克顿	利　曼	二叠系赤底统	94.81	3.00	0.55	0.19	0.16	27
	英第发梯盖布	二叠系赤底统	91.25	3.58	0.91	0.40	0.24	21
	海 威 特	三叠系邦特统	92.55	3.64	0.89	0.35	0.27	21
埃圣顿	西索尔	二叠系赤底统	94.02	3.25	0.61	0.24	0.21	25
热得诺	维　金	二叠系赤底统	90.79	3.27	1.12	0.45	0.30	21
格罗宁根	斯洛克吞	二叠系赤底统	81.20	2.90	0.36	0.14	0.08	25

同年，研究院化验室从较广阔的范围作了同样的研究，又一次证实了这个结论。他们将农安、新木、扶余的原油性质进行对比（见表2-9-9）。

表2-9-9 农安原油与新木、扶余原油性质对比表①

井号	井段 (m)	层位	相对密度 (50℃)	粘度50℃ (mPa·s)	饱和烃 (%)	姥鲛烷/植烷	$\delta^{13}C_1$ (‰)
农5	566～562	K_1q^3	0.7985	1.75	87.38	1.73	−28.40
农27	887～893.2	K_1q^3	0.8302	6.80	79.28	2.21	−28.90
农26	1080	J	0.8483	8.20	83.28	1.95	−28.90
农10	868～708	K_1q^3					−26.85
木136	885.6～880.8	K_1q^3	0.8975	79.63	62.48	1.28	−30.70
新193[2]	1296～1299	K_1q^3	0.8661	27.87	69.68	1.31	−30.20
扶东33−15	390.2～384.8	K_1q^4	0.8933	65.29	64.93	1.18	−30.30

①高洪发，1983，"松辽盆地南部天然气成因"。

相比之下，农安原油的饱和烃、异戊二烯烃中的姥—植比，均高于后者，但其粘度和相对密度则低于后者。另外，农安石油和天然气的$\delta^{13}C_1$均高。从农10井天然气中分离出来的凝析油最大碳同位素值为−26.85‰。

不但如此，农5井原油轻烃组分中含有2−2甲基丁烷。这种成分仅见于北部召深1井基岩风化壳的天然气中，如表2−9−10。将农安天然气与召深1井天然气对比，两者十分相

●张明坤，1983，"松辽盆地南部德惠、梨树断陷含油气远景探讨"。

近。召深1井的天然气来自侏罗系早有定论●。由此获得，农安地区的石油和天然气共同来自侏罗系的证据之二。侏罗系主要为含煤碎屑建造，其生油母质为腐殖型，演化时间亦长，所以在油气性质上出现上述的与扶、新原油的差异。

表2-9-10　基岩风化壳天然气与北部深层天然气对比表

井号	井段 (m)	层位	$\delta^{13}C_1$ (‰)	CH_4 (%)	C_2H_6 (%)	C_3H_8 (%)	iC_4 (%)	nC_4 (%)	iC_5 (%)	nC_5 (%)	N_2 (%)	CO_2 (%)
农101	3066~3022	基岩风化壳	−39.615	92.3	2.87	1.05	0.28	0.44			2.78	0.25
召深1	2840~2860	登三	−26.5489	92.96	2.63	0.37	0.18	0.13	0.08	0.03	3.09	0.52
卫深3		登三	−26.477	92.26	1.27	0.07		0.01			5.53	0.38

2. 农安地区天然气性质

从表2-9-11中可以看出，农安的天然气成分以甲烷为主，重烃含量低于5%，属于

表2-9-11　松辽盆地南部天然气组分表

地区	井号	井段 (m)	层位	天然气组分 (%)							$\frac{C_1}{C_2+C_3}$	$\frac{iC_4}{nC_4}$
				CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_{4+}	C_{5+}	N_2	CO_2		
东部区	农10	868.0~708.0	K_1q^3	94.50	2.29	0.53	0.18		2.46	0.04	33.51	2.00
东部区	农19	780.0~774.4	K_1q^3	90.49	3.43	0.51	0.22		4.09	1.26	22.96	3.40
东部区	农13	836.0~790.0	K_1q^3	94.46	2.67	0.49	0.35	0.10	2.01	微	29.99	1.33
中央区	木126	941.0~908.0	K_1q^3	94.64	0.95	0.66	0.31		3.21	0.23	58.78	0.19
中央区	木8-012	901.0~932	K_1q^4	89.10	1.63	3.83	3.17	1.39	0.54	0.36	16.35	0.40
中央区	新141	1395.4~1198	K_1q^{3-4}	84.69	2.84	4.59	2.46	0.48	4.90	0.04	11.40	0.29
中央区	吉4-6	1295.0	K_1q^3	73.77	5.12	8.65	6.09	2.34	3.67	0.23	5.36	0.28
中央区	扶中37	1278	K_1q^4	73.50	3.73	9.63	6.09	1.45	2.21	3.30	5.50	0.28
西部区	红9-4		S①	91.55	0.98	0.45	0.73	0.40	1.36	4.51	64.02	1.61
西部区	红8		S	94.32	0.38				2.14	2.66	249.53	
西部区	英101	1404.2~1386.4	S	93.65	0.70	0.21	0.20		2.75	2.50	102.91	1.00

①指萨尔图油层，即嫩江组一段。

●程学儒，1982，"对松辽盆地深层油气勘探的几点意见"。

干气。而新木、扶余等地的天然气的重烃含量一般都大于5%，属于湿气。红岗萨尔图油层的天然气虽亦属于干气，但与农安相比，它们的 $C_1/(C_2+C_3)$ 明显偏高，而 iC_4/nC_4 则偏低。可见农安地区天然气组分，与别处有明显差异。

从松辽盆地南部各地区泉三、四段大然气中的 $C_1/(C_2+C_3)$ 及异丁烷／正丁烷的比例关系中，更能明显地看出，农安地区的天然气与标准煤成气颇为一致（图2-9-3)。

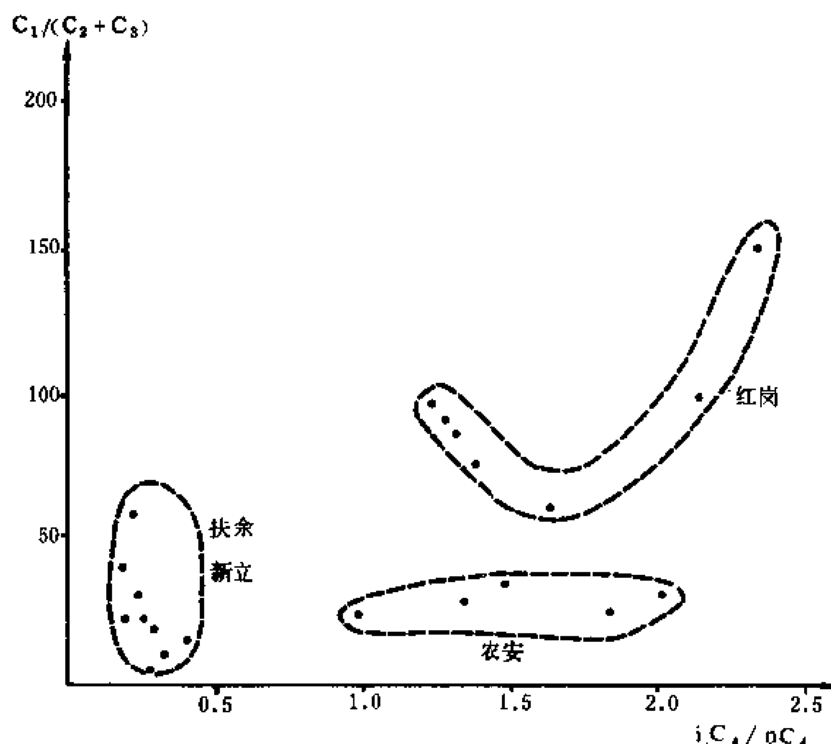


图2-9-3　松辽盆地南部天然气 $C_1/(C_2+C_3)$ 与 iC_4/nC_4 关系图

天然气中甲烷碳同位素反映生气母岩的成熟度，是研究天然气成因的重要指标之一。农安构造天然气中的甲烷 $\delta^{13}C_1$ 值最大，农10井为−39.1‰，而生气母岩为白垩系的新木油田泉三、泉四段天然气的同一值为−46.2～−46.4‰。萨尔图油层、黑帝庙油层及明水组此值则更低，说明农安天然气有较高的成熟度（表2-9-12)。

利用碳同位素资料，作 $\delta^{13}C_1$ 与 C_1/C_{5-} 关系图（图2-9-4）可以看出，农安构造的天然气分布有别于白垩系其他层位的天然气分布。

3. 农安地区天然气与煤成气的对比

从表2-9-7标准煤成气化学指标与表2-9-11、2-9-12的农安天然气指标对比，可以看出两者的某些一致性。现将国内外公认的煤成气与天然气对比如下：

(1) 组分对比　1983年，化验室收集了文留和中欧公认的天然气组分（表2-9-13、2-9-14)，并将农安与德国、荷兰某些煤成气进行对比，结果如表2-9-15，由表可见，农安天然气与之相近，特别是 $C_1/(C_2+C_3)$ 和 C_1/C_{5-} 的值都在国内外煤成气范围之内。

(2) 甲烷碳同位素对比　许多报告指出，煤成气甲烷的 $\delta^{13}C_1$ 值一般在−20～−30‰。农10井天然气 $\delta^{13}C_1$ 值为−39.10‰，世界著名的煤成气田——格罗宁根气田的甲烷碳同位素值为−36.6‰，两者与标准煤成气的范围值均相近，但不甚符合。有的资料认为这可能和天然气长距离侧向运移有关。

表 2-9-12　盆地南部天然气甲烷 $\delta^{13}C_1$ 值数据表

井号	井段 (m)	层位	$\delta^{13}C_1$ (‰)	CH_4 (%)	C_1/C_{5-}
农 10	868.0～708.0	K_1q^3	−39.10	94.50	0.969
农 19	780.0～774.4	K_1q^3	−38.33	90.49	0.956
木 8—012	901.0～932.0	K_1q^4	−46.40	89.10	0.899
新 141	1305.4～1198.0	$K_1q^3～q^4$	−46.30	84.69	0.891
吉 4−6	1295.0～1278.0	K_1q^3	−46.20	73.77	0.769
前深 1	551.0～542.6	K_1q^4	−54.70	84.23	1.000
扶东 48−15		K_1q^4	−50.56	97.78	1.000
扶东 23−27	466.40～459.0	K_1q^4	−48.68	98.71	1.000
红 $6−6^2$	1180.0～1217.0	萨尔图油层	−46.70	92.38	0.976
红 8−4		萨尔图油层	−50.10	94.47	0.994
红 8		萨尔图油层	−52.00	94.82	0.996
新 58	314.0	K_1n^3	−50.58	92.33	1.000
新 11−11	503.7～507.0	K_1n^3	−50.00	97.22	0.985
气 2	381.6～390.0	K_2m	−55.09	95.93	0.999
气 20		K_2m	−55.90	92.48	0.996
大 6	523.0～382.6	K_1n^5	−67.80	93.45	1.000

(3) 汞含量对比　汞蒸气是煤成气的特殊标志．在成煤过程中，煤吸附自然界的汞，而在煤化过程中，汞又在 100～200℃时气化，它与甲烷气体一起运移，聚集在圈闭中。因此，煤成气中普遍发现汞，而且其含量较高。苏联的煤成气中汞含量是 0.1～4 微克／米^3，德国北部则高达 400 微克／米^3。

利用吉林油田环保监测站 YYG−2 型冷原子荧光测汞仪，测定了农 10 井和扶东加 54—13 井的天然气汞含量，同时收集了地质矿产部 101 队测定的红岗油田天然气中含汞量资料，纳入表 2−9−16。农 10 井泉三段天然气汞含量高达 18.47 微克／米^3，而红岗天然气含汞量不足 1 微克／米^3。

通过上述油气来源和天然气性质及与煤成气的对比，可以认为农安地区的天然气属于煤成气，其来源是下侏罗统的煤系地层。其形成时期为盆地演化的早期阶段——断陷期。

(二) 生化甲烷气——红岗油田明水组、大安构造嫩五段天然气

有机质经生物化学作用而生成的天然气为生化甲烷气。这类天然气占世界天然气总探明储量的 20%以上，仅次于煤成气。由于其分布广、地质时代新、埋藏浅，而且地质上可以

预测，国内外已将其列为研究和勘探的重要对象。

生化成因气的特点是甲烷含量高，仅含微量重烃，$C_1/(C_2+C_3)$ 大于 200，但其甲烷碳同位素低，一般低于−55‰（表 2−9−17）。

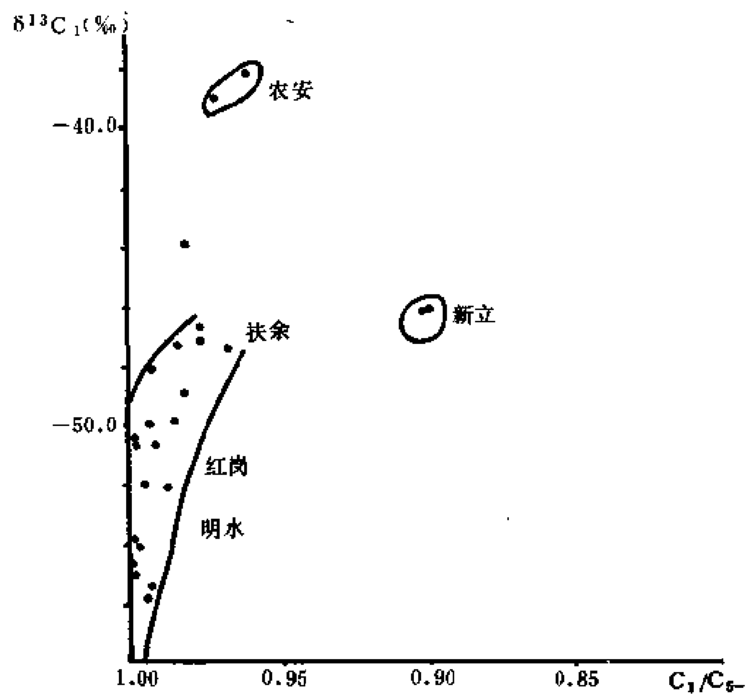


图 2−9−4　盆地南部天然气 $\delta^{13}C_1$ 与 C_1/C_{5-} 关系图

表 2−9−13　文留煤成气藏天然气组分表

井号	层位	井段 (m)	天然气组分（%）							$C_1/(C_2+C_3)$	C_1/C_{5-}
			CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_{4+}	C_{5+}	N_2	CO_2		
文 23	S^4	2819.2～3026.3	96.75	1.82	0.35	0.33		0.08	0.75	44.58	0.975
文 31	S^4	2985.0～2987.4	95.20	2.39	0.64	0.67	0.45		0.46	31.42	0.958

表 2−9−14　中欧盆地煤成气田的组分特征表

气田	气源层	产层	CH_4 (%)	C_2H_6 (%)	C_3H_8 (%)	C_4H_{10} (%)	C_{5+} (%)	$C_1/(C_2+C_3)$	C_1/C_{5-}
利曼	上石炭统煤层	赤底统	94.81	3.00	0.55	0.19	0.16	26.7	0.960
英第发梯盖布		赤底统	91.25	3.58	0.91	0.40	0.24	20.3	0.947
海威特		帮　特	92.55	3.64	0.89	0.35	0.27	20.5	0.947

续表

气田	气源层	产层	CH_4 (%)	C_2H_6 (%)	C_3H_8 (%)	C_4H_{10} (%)	C_{5+} (%)	$C_1/(C_2+C_3)$	C_1/C_{5-}
西索利	上石炭统煤层	赤底统	94.02	3.25	0.61	0.25	0.21	24.4	0.956
维金		赤底统	90.79	3.27	1.12	0.45	0.30	20.7	0.946
格罗宁根		赤底统	81.20	2.90	9.36	0.14	0.08	24.9	0.959
福里格		赤底统	95.70	3.60	0.04	0.01		26.3	0.963

表 2-9-15　农安构造天然气与国内外煤成气甲烷碳同位素对比表

地区	气田或井号	气源层	产层	$\delta^{13}C_1$ (‰)	CH_4 (%)	乙烷以上 (%)	C_1/C_{5-}
德惠	农 10	侏罗系煤系	K_1q^3	−39.10	94.50	3.00	0.969
德惠	农 19	侏罗系煤系	K_1q^3	−38.33	90.49	4.16	0.956
文留气藏	文 23	石炭二叠系	沙四	−28.53	96.75	2.50	0.975
文留气藏北	深 1	石炭二叠系	沙四	−29.90	66.00		
德国北部	维　伦	石炭系	二叠系赤底统	−29.20	92.10	5.68	0.942
德国北部	盖茨洛	石炭系	赤底统	−29.70	91.90	5.35	0.945
德国北部	拉策尔	石炭系	赤底统	−29.20	89.93	6.10	0.944
德国北部	卡　束	石炭系	赤底统	−27.50	92.49	2.32	0.976
德国北部	奥依特	石炭系	赤底统	−24.20	87.28	0.73	0.992
荷兰东部	格罗宁根	石炭系	赤底统	−36.50	81.20	3.48	0.959

表 2-9-16　松辽盆地南部天然气中汞含量表

井号或油田	层位	气体	样品数	平均含量（$\mu g/m^3$）
农 10 井	K_1q^3	天然气	1	18.47
扶东加 54−13	H_1q^4	石油溶解气	1	未检出
红岗油田	K_2m	天然气	3	0.367
红岗油田	萨Ⅰ组	石油伴生气	7	0.631
红岗油田	萨Ⅱ组	石油伴生气	14	0.807

表 2-9-17 世界生物成因气藏 $\delta^{13}C_1$ 数据表

地　　区	储集层时代	深度（m）	$\delta^{13}C_1$ (‰)
库克湾、阿拉斯加	第三纪	910～1650	−63～−56
墨西哥浅海湾	更新世	460～2800	−69～−55
科罗拉多	白垩纪和第三纪	120～840	−72～−55
伊利诺斯	更新世	40	−84～−72
日　　本	第三纪	100～100	−75～−65
意大利	第三纪	400～1830	−71～−55
加拿大	白垩纪	300～1000	−68～−60
西西伯利亚	白垩纪	700～1300	−68～−58
斯特沃波尔	第三纪	200～1200	−75～−57
特里尼达	第三纪	980～3350	−71～−64

1. 明水组天然气来源

红岗油田明水组地层为浅湖—河流相砂泥岩组合，该组暗色泥岩厚达 50～60 米，含介形虫、软体动物及植物化石。气 8 井 380.1 米处，有机碳含量高达 1.285%；氯仿沥青“A”为 0.013%；该组是明水气的生气母岩。储气层为明水组第二段砂组。

明水组气藏下部有 800 米泥岩与下伏油藏（萨尔图油层）相隔，其间既无夹层，又无断层相通，故属本组所生。

2. 明水组天然气化学特征

明水组天然气甲烷碳同位素为−55.9～−53.9‰，气体组分几乎为纯甲烷，符合生物成因天然气的指标。因此，认为明水组气藏为生化成因的天然气——生化甲烷气（表 2-9-18）。至于样品中的 $\delta^{13}C_1$ 值较大（$\delta^{13}C_1$ 为−53.9‰），这可能是下部油藏气体的扩散和渗透的影响结果。

3. 大安构造嫩五段天然气来源

大安构造位于松辽盆地中央坳陷区含气层为嫩五段黑帝庙油层。嫩江晚期，大安一带湖水变浅，属于沼泽相沉积。从取芯资料看，嫩四、五段植物化石十分发育，有机质以腐殖型为主，大 101 井嫩五段 454.8 米处，灰色泥页岩有机碳含量高达 0.96%。

4. 大安天然气性质

大 6 井、大 123 井在嫩五段获工业气流，气体组分中仅含微量重烃，甲烷碳同位素 $\delta^{13}C_1$ 值是目前松辽盆地所有天然气中最低的（−67.8‰）。嫩五段天然气与新木地区嫩三段差别显著（表 2-9-19），如新北油田新 11−11 井嫩三段 508.7～507.0 米，甲烷含量为 97.22‰，重烃为 1.45%，不仅含乙烷而且含丙烷和戊烷，其甲烷碳同位素为−50‰，说明嫩五段的天然气不是来自下部油藏。

根据以上资料，有理由认为大安构造嫩五段的天然气为生化甲烷气。

表 2-9-18 红岗油田明水气层与萨尔图油层天然气组分对比表

井号	井段 (m)	层位	CH_4 (%)	$\delta^{13}C_1$ (‰)	$C_1/(C_2+C_3)$	C_1/C_{5-}
气 2		明水气层	95.93	−55.09	95.93	0.999
气 3			95.49	−54.20	596.8	0.998
火 2	395		96.01	−54.10	533.4	0.998
气 17	388.6～384		96.43	−53.9	741.77	0.999
气 20			92.48	−55.9	273.0	0.996
红 10-05		萨尔图油层	95.85	−50.09	122.88	0.992
红 8-4			94.47	−50.1	178.25	0.994
红 6-6^2	1180～1217		92.38	−46.7	45.73	0.976
红 7-3	1203～1216			−49.0		
红 6-8	1191～1219			−47.2		
红 121	1177～1220			−47.5		
红 18-05	1200			−47.2		

表 2-9-19 嫩五段与嫩三段天然气组分对比表

井号	井段 (m)	层位	$\delta^{13}C_1$ (‰)	天然气组分含量（%）						
				CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2
大 6	523.0～382.6	K_1n^5	−67.8	93.45	微				5.92	0.54
大 123	538.0～534.0	K_1n^5		99.08					0.67	0.25
新 58	314.0	K_1n^3	−50.58	92.33					4.28	2.67
新 11-11	508.7～507.0	K_1n^3	−50.0	97.22	0.51	0.59	0.29	0.06	1.29	0.05
新 13-7	514.0	K_1n^3	−46.7	98.48	0.25	0.19			1.07	
古 31	1201.4～1213.8	K_1n^3	−48.58	97.21	0.73	0.12	0.18	0.04	1.68	

（三）油田气——扶余、新木油田杨大城子油层、新北油田黑帝庙油层、红岗油田萨尔图油层的天然气

油田气，亦称油田伴生气。是指与石油有相似的母质，在相似的演化条件下形成的游离气或溶解气。它与石油相伴生，也与石油具有相同的分布规律。

油田气的特点是重烃含量高，一般为 4～10%。新立油田的溶解气具有这一特点，如新 141 井和古 4—6 井的溶解气，重烃含量分别高达 10.37%和 22.2%。但也有少数重烃含量小于 1%，而甲烷含量大于 95%的气藏。扶余东区，新北黑帝庙油层，甲烷含量在 97%以

上，重烃含量小于1%。各油层的天然气均具各自的组分特征，参见图2−9−3。

油田气的另一特点是甲烷碳同位素值中等，在−55～−30‰之间。而松辽盆地南部扶余、新木、新北、红岗等地的天然气甲烷碳同位素为−52～−46.2‰。其同位素变化不大，平均值也很接近（表2−9−20）。

松辽盆地南部和北部同一油层的天然气性质比较接近，如南部的扶余油田及新木油田杨大城子油层的溶解气与北部的朝阳沟、长春岭以及扶余Ⅱ号构造的天然气接近，其明显的特征是异丁烷（iC_4）含量低于正丁烷（nC_4），二者的比值均小于0.5，而且比较接近（表2−9−21）；红岗油田中部组合的天然气与盆地北部泰康—古龙含油气区的天然气也比较接近，甲烷含量一般大于95%，绝大多数天然气中异丁烷含量高于正丁烷，其比值大于或近于1（表2−9−22）。

通过上述分析可以认为，扶余、新木油田的扶、杨油层和新北油田的黑帝庙油层以及红岗油田的萨尔图油层中的天然气都属于油田气。

表2−9−20　松辽盆地南部各油田天然气的 $\delta^{13}C_1$ 数据表

油　田	层　位	样品数	$\delta^{13}C_1$（‰）平均值（分布范围）
扶　余	F	3	−48.43（−50.56～−46.05）
新立—木头	F、Y	7	−46.80（−48.23～−46.20）
新北	H	3	−49.09（−50.58～−46.70）
红岗	S	8	−48.83（−52.0～−46.7）

表2−9−21　松辽盆地扶、杨油层天然气 iC_4/nC_4 比值表

油田或地区	样品数	iC_4/nC_4 平均值（范围值）
新立—木头	5	0.32（0.19～0.45）
扶余	31	0.24（0.14～0.43）
扶余Ⅱ号	2	0.33
长春岭—朝阳沟	8	0.32（0.21～0.41）

表2−9−22　松辽盆地中部组合天然气 iC_4/nC_4 比值表

油气田	样品数	iC_4/nC_4 平均值
红　岗	6	1.67（1.27～2.33）
敖古拉	1	4.0
白音诺勒	1	1.33
新　店	1	0.83

(四) 无机成因的 CO_2 气——松辽盆地的 CO_2 气

1. CO_2 气的成因分类及基本特征

一般认为，CO_2 气的成因可分有机和无机两大类。有机成因又可分为有机质受到细菌分解或热解脱羧基产生的 CO_2 和有机质或石油通过细菌作用、被溶于水中的游离氧或硫酸盐氧化而产生 CO_2。

CO_2 的无机成因包括火山成因和岩石化学成因两类。岩石化学成因就是地壳中的碳酸盐分解释放出 CO_2，其方式，一种是热解，例如高温岩浆接触变质或长期热液作用下的区域变质；另一种是碳酸盐被分解为重碳酸盐，随地下水进入气藏，当温度升高或压力降低时，释放出游离的 CO_2 气；第三种是碳酸盐水解。碳酸盐在水温 75～150℃时就开始分解，这种可能性通过实验即可得到证实。

CO_2 成因的鉴别目前主要依据碳同位素 $\delta^{13}C$ 值，表 2-9-23 列举了各种含碳物质的 $\delta^{13}C$ 值。可以看出，有机物和无机物的 $\delta^{13}C$ 值差异是显著的。无机物重碳同位素含量高，其 $\delta^{13}C$ 值大；有机物轻碳同位素含量高，$\delta^{13}C$ 值小，图 2-9-5 下部附有各种含碳物质 $\delta^{13}C$ 值的变化范围，可以与表 2-9-23 及 2-9-24 对照使用。这方面的研究在苏联的西伯利亚和我国的胜利油田均有成功例子。尽管如此，在具体分类时，结合地质背景的分析仍然是必不可少的。

表 2-9-23 各种含碳物质的 $\delta^{13}C_1$ 值表

各种含碳物质		$\delta^{13}C_1$ (‰) (平均值)
有机物	原油	−23.0～−33.0
	煤	−24.48 (−21.59～−27.20)
	有机质或烃类氧化	−26.0～−25.0
	陆地淡水植物	−25.0
	海生有机质	−9.0～−22.0
	天然气	−20.0～−85.0
无机物	海相石灰岩	−4.0～−3.0
	海相碳酸盐	−9.0～+6.0
	岩浆岩	−7.0
	海洋无机碳	−1.0～+2.0
	淡水溶解的无机碳	−5.0～−11.0
	淡水碳酸盐	−2.28 (−14.10～+9.82)
	海相碳酸盐岩	−0.24 (−3.33～+2.44)
	白云岩	0.82 (−2.29～+2.65)
	非海相碳酸岩石	−3.0～−8.0

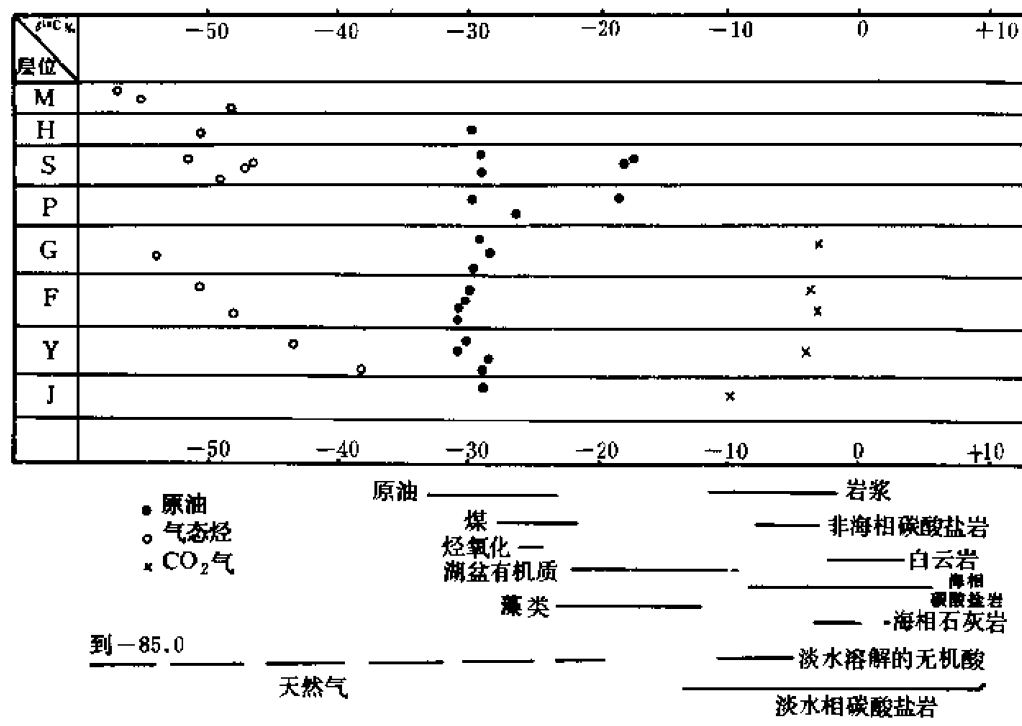


图 2−9−5　松辽盆地南部 CO_2 气、气态烃、原油 $\delta^{13}C$ 对比图

附各种含碳物质 $\delta^{13}C$ 值变化范围

在松辽盆地南部的石油勘探中，相继有一些地区发现了高含 CO_2 气的气藏或气井。主要分布在万金塔构造的泉三段（杨大城子油层）；乾安地区的泉四段（扶余油层）和青山口组的青二、三段（高台子油层）；红岗地区的青二、三段。此外，盆地外围营城子煤田营 5 井、莺 9 井于侏罗系沙河子组曾发生 CO_2 气突，各地区气体组分如表 2−9−24，其 $\delta^{13}C$ 值如表 2−9−25。

2. 万金塔构造 CO_2 气的成因

万金塔构造位于德惠地区农安—万金塔构造带的北段。其南段即产煤成气和烃质油的农 10、农 15、农 19 等井之所在。万金塔构造的主要产气井为万 2 井，层位属泉三段。

万 2 井 CO_2 气的 $\delta^{13}C$ 值为−4.04‰，与同一个二级带的农安煤成气的 $\delta^{13}C$（−28.7‰）相差很大。由表 2−9−25、图 2−9−5 可知万 2 井 CO_2 气的 $\delta^{13}C$ 值落在碳酸盐岩和岩浆的 $\delta^{13}C$ 值分布范围内，因此，推测万金塔地区 CO_2 气应属于无机成因。

万金塔构造位于东南隆起区，属农安—万金塔构造带，沿构造轴部有一条北东向的基底断裂。该区基底属晚古生界石炭−二叠系，在区域上广泛分布有石灰岩和大理岩夹层，存在产生 CO_2 的物质基础。侏罗纪及后期的火山活动及岩浆侵入提供了热源，从而造成碳酸盐的分解，加上基底断裂的配合，所以成气条件是良好的。

3. 乾安地区（包括孤 6 井）CO_2 的成因

乾深 8 井和乾深 10 井的 $\delta^{13}C_{CO_2}$ 值分别为−3.93‰和−3.73‰（参见表 2−9−26），富含重碳同位素。据图 2−9−5 的模式，结合表 2−9−23 分析，其 CO_2 气的 $\delta^{13}C$ 值符合岩浆或碳

酸盐的分布范围，因此推测乾安地区天然气中的 CO_2 可能属无机成因，并且可能来自深层。其理由如下：

表 2-9-24　松辽盆地南部高含 CO_2 气的天然气组分表

井号	井段 (m)	层位	天然气组分（体积含量，%）						相对密度
			CO_2	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	
乾深 1	2079.4～2068.2	K_1q^4	80.09	4.44	12.93	2.26	0.29		
乾深 2	2156.0～2144.0	K_1q^4	79.81	6.96	11.59	0.94	0.37		1.3667
乾深 8	2108.4～2089.8	K_1q^4	82.55	13.39	1.95				1.4267
乾深 10	2117.5～2156.0	K_1q^4	80.73	16.16	0.99	0.15	0.04		1.4197
孤 6	1686.2～1670.0	K_1q^4	90.20	5.62	4.30	0.07			
乾深 1	1787.8～1785.4	K_1qn^{2+3}	48.43	5.63	40.15	3.69	1.68		
乾深 1	1763.6～1649.8	K_1qn^{2+3}	75.57	0.80	18.06	3.65	0.86		1.3290
乾深 2	1851.0～1701.0	K_1qn^{2+3}	78.55	3.11	15.27	2.71	微		1.3438
红 7	1537.8～1518.0	K_1qn^{2+3}	35.37	3.86	59.90	0.43	0.16	0.10	0.9184
红 7	1494.8～1488.8	K_1qn^{2+3}	27.82	6.65	62.41	1.79	0.86	0.47	0.8564
红 7	1448.8～1457.8	K_1qn^{2+3}	21.90	4.65	70.03	1.95	0.75	0.45	0.8132
红 7	1361.4～1356.4	K_1qn^{2+3}	15.54	3.01	79.48	1.57		0.40	0.7299
红 119	1536.0～1527.0	K_1qn^{2+3}	17.64	21.56	59.47	0.61	0.48	0.24	0.8256
万 2[1]	785	K_1q^3	57.79	6.67	34.56	0.98			
万 2[1]	778～809	K_1q^3	74.68	19.08					1.3956
万 4	777.8～779.2 784.8～788.8	K_1q^3	90.50		9.75	0.40			
背九	470	J	94						

①大庆油田研究院，1966 年分析结果；

1）乾深 2 井井喷时具有浓郁的硫化氢味。据完井报告记载，乾深 2 井于 2124.0 米发生气喷，喷高约 40 米，经分析，其甲烷含量为 10.18%、重烃为 9.09%、氮和 CO_2 为 76.18%、硫化氢为 4.55%。关于 H_2S 的来源，虽然烃类脱硫可能产生，但乾安地区泉四段地层温度达 80℃以上，在这样的温度下，脱硫细菌很难生存，其脱硫反应无从发生。相反，岩浆和火山气体中都含有 H_2S，相对前者，这种可能性较大●。

●1986年4月在乾124井青三段发现玄武岩，厚69米，从而证实了上述论断。

2）该区侏罗纪后期曾有火山活动，伴随火山活动可能有岩浆侵入，火山溶岩或气体中含H_2S极有可能。

3）区内断裂比较发育，深断裂及裂隙带都可能为来自深层的CO_2气提供通道。

4）乾安地区地层水的特点是：总矿化度高，最高达59377.3毫克／升；HCO_3^-离子浓度高，最高达32914.2毫克／升，这可能是由于CO_2在水中溶解造成的。

4. 红岗地区CO_2气成因

红7井CO_2的$\delta^{13}C$值为−2.85（参见表2−9−24）。根据图2−9−5推测，红岗油田高台子油层的CO_2气也属于深层无机成因。

其地质依据是，红7井CO_2的分布规律是CO_2的含量随深度增加而增加，甲烷含量则随之减少；红岗油田北部有深断裂延至基底，红7—红119井的CO_2气可能受到断裂控制。红岗油田高台子油层地层水的情况与乾安地区相似。总矿化度亦高，最高47200毫克／升，HCO_3^-为28160.7毫克／升。基于上述几点，推测红岗油田高台子油层的CO_2气可能来自深部地层。

表2−9−25 松辽盆地南部气态烃、原油、CO_2气$\delta^{13}C$值对比表

矿物名称	层位	$\delta^{13}C$（‰）	样品数	备注
气态烃	M	−53.40（−56.82～−48.28）	3	
	H	−50.58	1	
	S、G	−49.67（−54.11～−46.7）	5	
	F、Y	−48.12（−50.56～−45.58）	3	
	Y	−38.33	1	农19
原油	H	−29.7	1	
	S、P、G	−28.8（−29.8～−26.3）	7	
	F、Y	−30.6（−31.2～−30.0）	6	
	Y、J	−28.7（−28.4～−28.9）	3	农5、26、27
CO_2气	G	−2.85	1	红7
	F	−3.83（−3.93～−3.73）	2	乾深8、10
	Y	−4.04	1	万2
	J	−9.97	1	营城矿

上述三个地区基底岩性基本一致，据地震解释，其深层均有侏罗纪断陷，其断裂活动和岩浆侵入的机率基本相同，所以气体性质一致也是理所当然的。

第五节　天然气的分布及其与盆地演化的关系

盆地南部天然气分布广泛，从红岗至扶余，从梨树到英台，凡勘探工作所及，均有不同程度的发现。另一特点是产气层位较多，上起明水组、下至基岩风化壳均有所见。天然气种类亦较齐全，生化甲烷气、石油伴生气、煤成气及深层石化 CO_2 气等无不包罗。经研究初步认为，这些气体的分布具有一定的规律性，而且和盆地的演化有内在联系。

一、分布特征

（一）平面上具分区性

松辽盆地南部天然气的分布，大致可分为 4 个区（参见图 2–9–1），分别蕴藏着不同类型的天然气。西部以红岗为中心，为生化甲烷气的分布区；中部以扶余为中心，为油田伴生气分布区；东部以德惠断陷为中心，为煤成气分布区；CO_2 气基本遍布全区，就目前发现，似以东部区为著。分析各区的沉积和构造位置，可以明显的看出，生化甲烷气主要分布在晚白垩世—早第三纪的河流—湖泊相区；油田气分布在早白垩世湖相广布的生油区；煤成气则分布在晚侏罗世含煤建造区；深层石化 CO_2 气的分布则与深断裂及火山活动叠合部位有关。由于上述各沉积相区、构造区的相互叠合穿插，故在气体分区上，亦常有交叉现象，出现混合气区。

（二）纵向上具分带性

松辽盆地南部天然气在纵向上的分布具有井段长、层位多的特点。试油结果表明，区内天然气储集层最小埋深 157.0 米（扶 101 井），最大埋深为 3060 米（农 101 井）。就全区而言，按气体类型大体可分为 3 个带（图 2–9–6）。

1. 上带

主要包括白垩系上统明水组—下统嫩江组第五段含气层。该段主要为生物甲烷气。

2. 中带

为油田气，主要包括白垩系下统嫩江组第三、四段含油气层（黑帝庙油层），嫩江组第一段、姚家组二、三段含油气层（萨尔图油层）；姚家组第一段及青山口组含油气层（葡萄花、高台子油田）；泉头组第三、四段（杨大城子、扶余）含油气层。

3. 下带

主要包括白垩系下统泉一、二段，登娄库组及侏罗系上统含油气层（农安油层）。本段主要为煤成气。

上述三带的纵向分布与盆地内的含油组合基本一致，其油气的共生关系由此可见一斑。

松辽盆地南部天然气纵、横向的分带性，主要取决于生油岩发育程度、空间分布状态、盖层封闭程度及生油母质类型。有机质变质程度也是很重要的影响因素。

总之，油气的形成与分布和含油盆地的形成及演化密切相关。

二、天然气的分布与盆地演化的关系

松辽盆地经历了隆起、断陷、坳陷和褶皱 4 个演化阶段。各阶段沉积特点的不同，为不同成因类型的天然气的形成提供了各自的机率。

隆起阶段是盆地形成的序幕。三叠纪至早中侏罗世，处于剥蚀状态，没有接受沉积。故与天然气的生成无关。

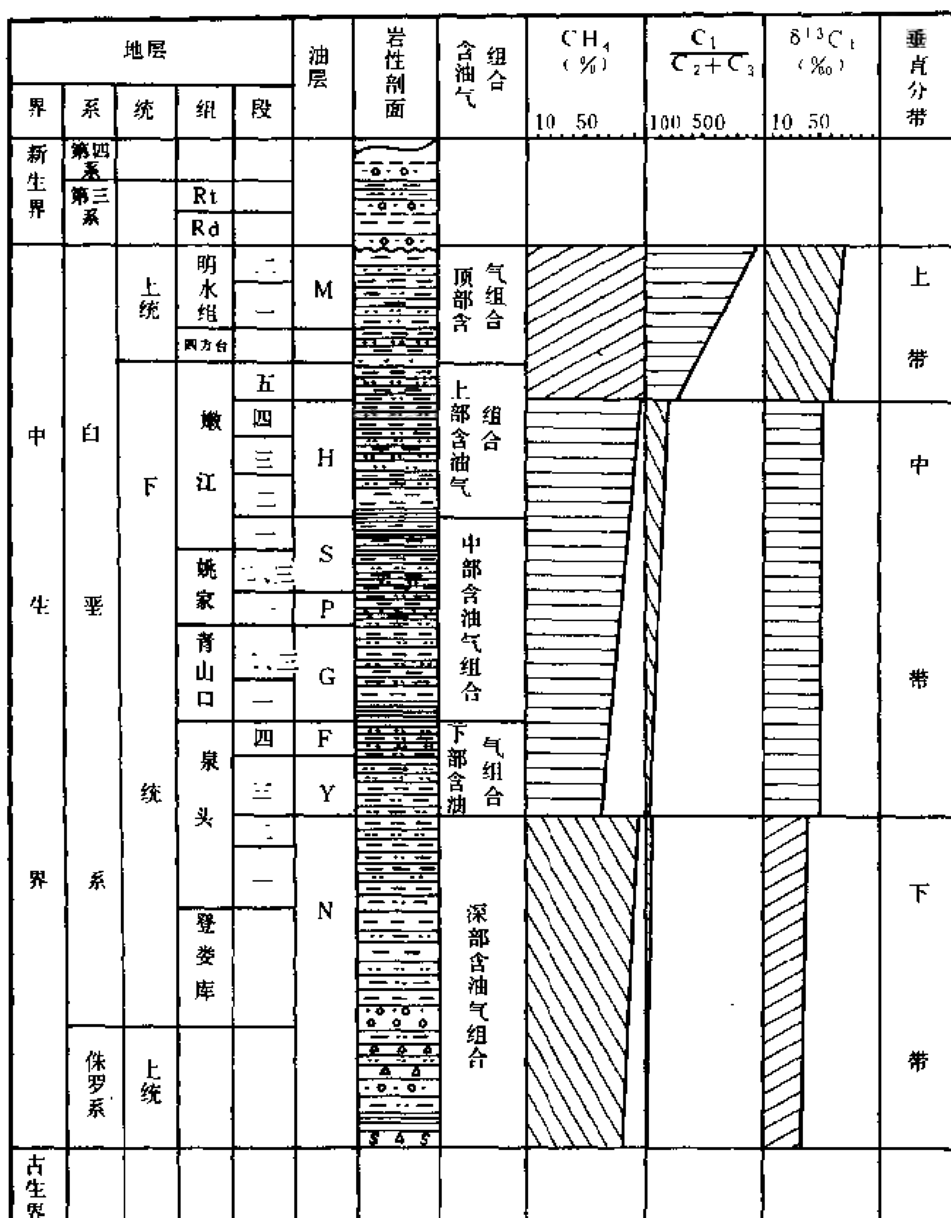


图 2-9-6　松辽盆地南部天然气垂直分带及特征图

(一) 断陷阶段——煤成气

此阶段经历了晚侏罗世，局部地区可能有中侏罗世—早白垩世泉头组二段的断陷式沉积时期。由于地壳的拉张，形成许多彼此分割的、北东向排列的断陷盆地。这类盆地在松辽盆地南部共 12 个，总面积达 10528 平方公里，(未包括开鲁盆地) 参见图 2-9-7，最大的德惠断陷面积达 3800 平方公里，基底埋深 3000～6000 米。侏罗系厚度达 2000 余米。位于德惠断陷以南的梨树断陷 (亦称怀德断陷) 面积 1600 平方公里，基底埋深近万米，推测侏罗系厚度达 7000 余米。德惠断陷的侏罗系主要为一套含煤火山碎屑岩建造，暗色泥岩发育，具不完全统计，厚达 750～770 米。有机质丰度高，有机碳含量达 2.556%，生油母质类型为腐泥-腐殖—腐殖型 (H／O 原子比值为 0.7～0.6、O／C 原子比值为 0.03～0.06)。有利于形成煤成气。

(二) 坳陷阶段——石油伴生气

此阶段经历了早白垩世泉三段—嫩江组的沉积时期。此时的盆地经历了两兴、两衰的发育过程。湖盆兴盛期，主要发生在青一段和嫩一、二段沉积时期，此时基底大幅度下降，形成了非补偿式的深湖相沉积。青一段沉积时期，湖盆面积达30300平方公里，沉积中心在乾安、大安地区。前者最大沉积厚度达98.5米（乾深2井），后者为88.0米（大4井）。岩性均以灰—黑色泥页岩、油页岩为主，水生生物极为发育。嫩江组一、二段沉积时期，湖盆面积达10万平方公里，嫩一段沉积中心在乾安和古龙凹陷，地层最大厚度分别为79.0米（乾101）和100米。岩性以黑色页岩为主，生物繁茂。青一段和嫩一段是盆地两套主要生油岩。暗色泥岩发育，其中心部位的暗色泥岩厚度分别占地层厚度的93.6%及100%。青一段有机质丰度高，有机碳为1.3914%（长岭凹陷）及1.9763%（大安凹陷）。生油母质类型为腐泥型。这一有利的生油条件，当然也有利于石油伴生气和生化甲烷气的形成。

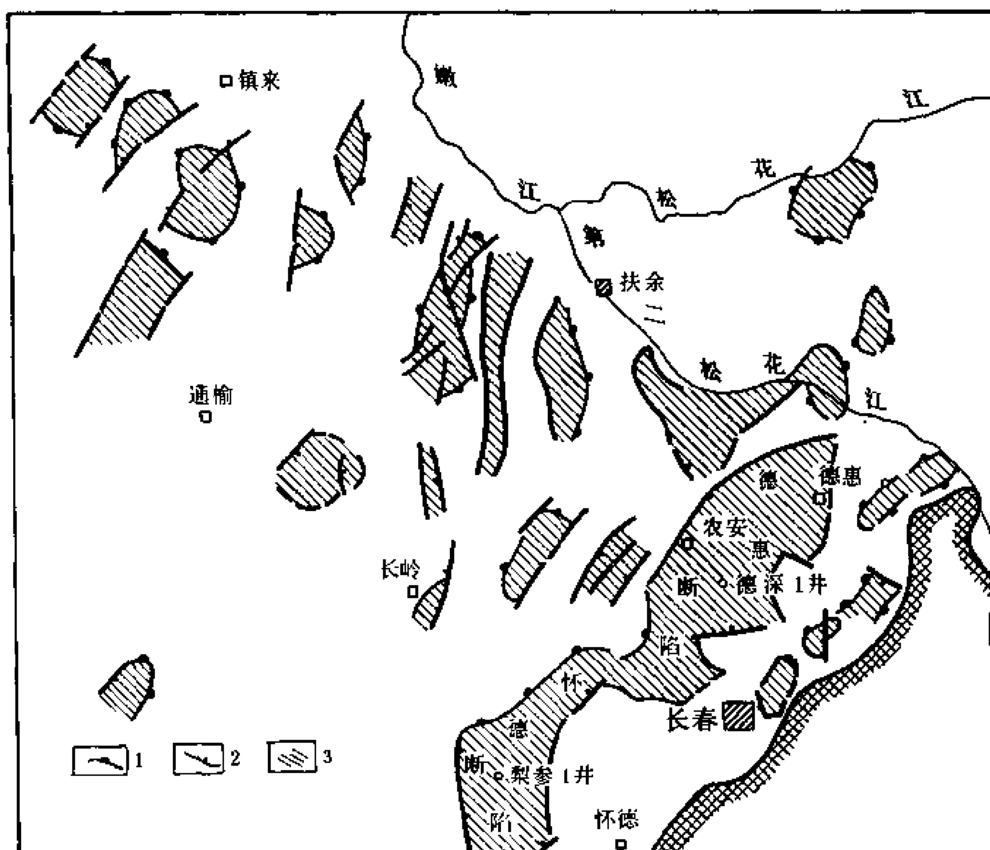


图2-9-7　松辽盆地南部侏罗系断陷分布图

1—剥蚀边界；2—断层线；3—断陷区

（三）褶皱阶段——生化甲烷气

这是盆地演化的最后阶段。此阶段盆地沉积中心向西偏移，东部及西南部处于褶皱隆起状态，没有接受沉积，仅在盆地的中央坳陷区西部接受了上白垩统的四方台组及明水组和第三系沉积。明水组分布在镇赉至通榆一线以东，大安—长岭一线以西，北至嫩江—第一松花江，南至双4井。明水组一、二段的面积分别为1.8万及1.1万平方公里。其沉积中心在黑帝庙地区，最大厚度为243.5米，为一套河流相及浅湖相砂泥岩沉积。岩性上部为深灰—灰黑色泥岩夹粉砂质泥岩，下部为灰绿色泥岩夹灰白色粉砂质泥岩，中部为一层黑色泥岩，含

丰富的动植物化石，有机质含量高达 2.1285%，生油母质类型为腐殖型，从而为生化甲烷气的形成提供了物质基础。

（四）基底断裂与火山活动——CO_2 气

通过对 CO_2 气成因类型的分析，可见盆地南部的 CO_2 气属于深成石化 CO_2 气。即基底碳酸盐岩受晚期火山活动的烘烤或区域变质作用的增温分解而产生 CO_2，后经长期断裂活动形成的通道，运移于上覆地层中形成气藏。这种地质条件在松辽盆地南部的侏罗纪断陷中较为常见。松辽盆地南部基底岩性三分之二以上由石炭-二叠系组成，该系具有较多的石灰岩和大理岩。另外，盆地发育的断陷期，火山活动较为频繁，所以该区成气的物质基础及条件也是具备的。

综上所述，盆地发育的不同阶段形成了不同类型的有机质，从而控制了各种类型天然气的纵向分带性。盆地发育的掀斜运动则使地层由东向西变新，从而导致天然气平面分区性。这一基本规律对寻找不同的类型天然气具有重要的指导作用。初步认为，煤成气的勘探应以侏罗纪断陷盆地的侏罗系为主要目标，但就目前勘探手段所及，最有前景的地区应是德惠和梨树两断陷；油田气——盆地中部生油区；生化甲烷气——盆地西部黑帝庙、平安镇一带的顶部含油组合。至于 CO_2 气则主要视基底断裂、基岩性质、火山活动的配合情况而定。若有适当的圈闭，在松辽盆地南部发现第二个万金塔不无可能。较为有利的地区当然也还是东南隆起区的侏罗纪断陷。从区域地质角度分析，松辽盆地自东而西发育有农安—德惠、孙吴和白城等三条基底断裂（有人称岩石圈断裂）带较为有利，东部断裂带已发现万金塔 CO_2 气藏，中、西部分别发现乾安及红岗地区高含 CO_2 天然气。这就是说，在基底断裂通过的地方，一般发现 CO_2 气藏的可能性较大，勘探中应予注意。

第十章 油气藏

第一节 概况

一、油气藏类型的划分

油气藏是单一圈闭中的油气聚集，即捕捉了油气的圈闭。油气藏的分类就是捕捉了油气的圈闭的分类，而分类的关键是圈闭条件的分析。自从1910年以来，已有数10种油气藏分类方案问世，迄今各家意见仍不一致，但归纳起来不外形态分类、成因分类和形态与成因相结合分类三个原则。

A.I.莱复生在其所著的《石油地质学》一书中，以圈闭条件为依据，将油气藏分为三种基本类型，即构造油气藏、地层油气藏和复合型油气藏。吉林油田参考A.I.莱复生和西北大学石油地质教研室编的《石油地质学》，结合松辽盆地油气藏特点，将盆地南部油气藏分成3大类5个亚类16种油气藏类型（表2−10−1）。

（一）构造油气藏

构造油气藏包括与构造变动有关的所有油气藏。按其储集层特点和构造变动的特征，进一步分为背斜油气藏、断层油气藏和裂缝油气藏。

1. 背斜油气藏

主要指地层发生隆曲而形成圈闭以及与其有关的油气藏。其形成主要与地层褶皱、基底断块上升、同生正断层、逆牵引、地下柔性物质流动或同生构造有关。根据背斜的形态又可分为长轴背斜、穹隆（同生）和滚动背斜三种油气藏类型，参见表2−10−1。

2. 断层油气藏

断层油气藏是储集层的上倾方向被断层切割、在断层另一侧被不渗透层或断层泥等遮挡形成的油气藏。该类油气藏情况复杂，据断裂特征可分为断块油气藏和断鼻油气藏及断层遮挡油气藏。

3. 裂缝油气藏

裂缝油气藏是指以天然裂缝为储集空间的油气藏。对该类油气藏的研究在国外始于20世纪40年代，当时以碳酸盐岩地层为主要研究对象。在实践中，人们逐步认识到其他岩性地层中也有这类油气藏的存在。于是，裂缝油气藏的概念现已引伸到所有的各种地层中。所谓天然裂缝包括溶蚀作用形成的裂缝、纯构造作用形成的裂缝等等。但究其原因，均与机械作用有关，所以将该类型油气藏划为构造油气藏大类之中。

（二）地层油气藏

地层油气藏包括一切由于地层岩性或岩相变化而形成的油气藏。这种变化可以产生在沉积期间和成岩期间，也可以产生在成岩期后。故可分为原生和次生两大类。

1. 原生地层油气藏（岩性型油气藏）

原生地层油气藏是在沉积期间或成岩期间形成的砂岩透镜体或岩相变化（岩性尖灭或渗透性变差）及礁体形成圈闭，该类油气藏可分为砂岩透镜体油气藏、岩相封堵油气藏和砂岩上倾尖灭油气藏三种类型，参见表2−10−1。

表 2-10-1 油气藏分类与模式表[①]

类	型	种	命名	模式	
构造类油气藏	背斜型	1.与挤压褶皱或基底活动有关的背斜油气藏	褶皱背斜油气藏		
		2.与古凸起和差异压实作用有关的背斜油气藏	同生背斜油气藏		
		3.与正断层逆牵引有关的背斜油气藏	逆牵引背斜油气藏		
	断层型	4.四周被断层交切的断块油气藏	断块油气藏		
		5.交叉断层或弧型断层与单斜结合的断层油气藏	断层遮挡油气藏		
		6.断层与鼻状构造结合的断层油气藏	断鼻油气藏		
	裂缝型	7.致密砂层或不渗透层的裂隙性油藏	裂隙性油气藏		
地层类油气藏	次生地层型	8.基岩凸起与褶皱、断块或侵蚀有关的油气藏	古潜山油气藏		
		9.地层超覆不整合油气藏	地层超覆油气藏		
		10.基岩凸起不整合披盖油气藏	基岩披盖油气藏		
	原生地层岩性型	11.区域砂岩上倾尖灭油气藏	上倾尖灭油气藏		
		12.单一透镜状砂岩油气藏	砂岩透镜体油气藏		
		13.地层相变封堵油气藏	岩相封闭油气藏		
复合类油气藏		14.与构造断层有关的岩性油气藏	断层岩性油气藏		
		15.与构造(背斜)和岩性有关的油气藏	背斜岩性油气藏		
		16.与地层超覆、构造和岩性有关的油气藏	向斜地层油气藏		

①魏德恩，1985，"松辽盆地南部油气藏类型及远景预测"。

2. 次生地层油气藏

次生地层圈闭是在沉积或成岩时期以后形成的，主要是由于不整合覆盖或地层超覆作用形成的圈闭。也包括由溶解作用和胶结作用而形成的一些圈闭。这类油气藏可分为地层超覆油气藏和不整合覆盖油气藏及古潜山油气藏三种类型，参见表 2-10-1。

（三）复合油气藏

复合油气藏是构造油气藏与地层油气藏的过渡类型，实际上总是其中的一种圈闭起主导作用。所以，据圈闭因素的主次，将该类油气藏分为背斜—岩性（构造—岩性）、断层—岩性以及构造—地层油气藏三种类型。

在判断油气藏归属问题时，主要考虑以下几点：①该区油气富集的基本因素；②控制油气藏边界因素；③油气藏内的油气水关系。

上述三大类油气藏在松辽勘探中均有发现，但以背斜型为主。

二、油气藏研究简况

盆地勘探初期，主要通过各种勘探手段，寻找背斜构造圈闭油气藏。至 1973 年共发现扶余、红岗和新北 3 个油田。其中扶余和红岗为典型的背斜油气藏。

1973 年以后，加强了在断层发育地区断层油气藏的勘探。同年 8 月，在木 101 井区（断块）扶余油层获工业油流，从而发现木头断块油田。另外在新民断块和前旗断块也获工业油气流。

1975 年以后，试图在东南隆起区寻找基岩风化壳油藏（古潜山油气藏）。直到 1984 年所钻农 101 井，始在基岩中获少量气流，该类油气藏的存在得以证实。

1974 年，在双坨子构造的坨 1 井高台子油层测试获工业油流。经研究认为，高台子油层在华字井阶地具有区域性的上倾尖灭。故于 1977 年重新在双坨子构造和乾安构造钻探，寻找区域性砂岩上倾尖灭油气藏，当时未获结果。

从 1978 年开始，在松辽盆地南部展开了沉积相的研究，并初步掌握了砂体类型及其分布规律，从而岩性油气藏的勘探成为可能。但由于勘探和研究手段的不足，这类油气藏往往是先发现，后认识。如乾安构造，曾以背斜油气藏为勘探目的，但工作结果发现是岩性油气藏；新立的上倾尖灭油气藏及透镜状油气藏的发现，也大体经历了相似的历程。但上述的努力终究证实了这个新的油气藏类型的存在。地层超覆油气藏存在于盆地西部斜坡区，这在理论上亦可肯定，在白 84 井亦有所见，仅其工业价值尚需证实。

根据地震勘探已有的详细程度，今后在松辽盆地南部再发现大批构造油气藏的可能性较小。若按构造油气藏与岩性油气藏的储量对等估算，松辽盆地南部起码有一倍以上的储量将取之于岩性油气藏之中。因此，对它的研究与勘探任务已经提到了议事日程。

经验证明，背斜油气藏乃至其他类型的构造油气藏的勘探易于成功。而岩性油气藏的勘探则往往需要沉积相和地震地层学的深入研究和三维地震技术的引进方能奏效。

对松辽盆地南部油气藏的研究主要集中在各油田，旨在提供编制开发方案的依据。大面积的、系统的、以寻找油气藏为目的研究，目前仅只“松辽盆地南部油气藏类型及远景预测”一文。该文综合分析了松辽盆地南部油气聚集的控制因素并对可能的油气藏类型及其分布进行初步预测。认为扶余—新立、红岗—大安油气聚集带以背斜、断层油气藏为主，乾安—情字井油气聚集带以地层圈闭为主，并相应对各油气聚集带特征予以详细记述，同时推断，在西部斜坡、华字井阶地、德惠、梨树断陷寻找地层油气藏，在乾安、大安等地寻找岩性油气藏均有希望。

本章仅以上述报告为基础，辅以部分油田及1985年以后的零星资料，以记松辽盆地南部油气藏之概貌。

三、油气藏勘探成果

（一）已探明油田的分布

到1988年底，吉林油田在松辽盆地南部共探明10个油田，即已经开发的扶余油田、木头油田、新立油田、新北油田、乾安油田、红岗油田、英台油田和已探明储量而尚未建成投产的四方坨子油田、海坨子油田。另外，尚有与地质矿产部合勘的四五家子油田也已提交了探明储量。上述油田主要分布在中央坳陷区及其两翼的阶地上，其中乾安油田位于中央坳陷区的长岭凹陷北端，扶余、木头、新立及新北油田分布在中央坳陷区东翼的扶余—华字井阶地上，而红岗、英台、四方坨子、海坨子则分布在中央坳陷区的西翼红岗阶地上，只有四五家子油田位于东南隆起区梨树断陷的北端。按古地理位置区划，这批油田主要围绕早白垩世中晚期长期发育的古松辽湖的河湖过渡带分布。此外，上述油田中的主力油田，如扶余、新立、木头、新北和红岗子油田，全部依附于东西向展布的潜伏古隆起带——扶余—安广古隆起带之上。构造和古地理环境对油气分布的控制作用由此可见一斑。

（二）探明储量的层位

探明储量层位主要集中在扶余和杨大城子油层，其储量占总储量的84.7%（表2–10–2）。在9个油田中有三个油田的储油层位是扶、杨油层。

表2–10–2 各油层的储量分布表（1984年）

油 层	占总储量 (%)
黑帝庙油层	2.1
萨尔图油层	11.0
葡萄花油层	2.2
扶、杨油层	84.7

（三）探明油气藏的埋深

已探明的油气藏埋深均小于1500米，其中小于1000米的储量占总储量的69.90%（表2–10–3）。

（四）探明储量的油气藏类型

据1984年对5个主力油田的统计，其油气藏类型主要为构造油气藏，占总储量的77%（表2–10–4），这个比例数字迄今基本未变。

（五）获工业油气流地区（构造）的油气藏类型

在松辽盆地南部发现诸油田的同时，还发现一批含工业油流的构造（表2–10–5），这些油气点的油气藏类型仍以构造类为主，另外，在红岗构造的明水组获含气面积17.14平方公里，埋深近400米，亦为背斜油气藏；仅在新北中部组合发现裂缝油气藏和西部斜坡区发现地层超覆油气藏。

表 2-10-3　各油田油层埋深数据表

油田	油层	埋深　(m)	占总储量　(%)
新北油田	黑帝庙	500～600	2.1
红岗油田	萨尔图	1200	11.0
扶余油田	扶　余	400～500	59.0
木头油田	扶　余	550～650	5.7
新立油田	葡萄花	600～800	2.2
	扶、杨	1300～1500	19.1

表 2-10-4　各类型油气藏储量分布表

油藏类型	油田	层位	占总储量　(%)
长轴背斜	红岗	S	77.0
穹　隆	扶余	F	
断　块	木头	F、Y	
构造岩性	新立	F、Y	19.0
岩性		P	4.0
	新北	H_2^3	

表 2-10-5　获油气流构造（地区）油层埋深统计表

构造（地区）	油层	埋深（m）
大　安	H、P、G	700～2100
双坨子	G	650～1050
农　安	Y、N	500～1300
万金塔	Y	约 850
黑帝庙	H	约 1500
扶余Ⅱ号	F	200～250
新　民	F	1032～1110
梨　树	N	约 1470

第二节　油气水性质

一、原油性质及其变化

(一) 原油的地球化学特征

1. 族组成

松南各地区各层位的原油族组成差别较大，总的趋势是随埋深的增加其饱和烃含量增加而芳香烃和非烃含量减少，说明随埋深增加其原油成熟度在增高（表2–10–6）。

表2–10–6　松辽盆地南部原油族组成数据表

地区	井号	族 组 成 (%)			
		饱和烃	芳香烃	非 烃	沥青质
扶余	扶2–1	54.9	27.8	15.94	1.36
	扶18–002	62.2	25.2	11.8	0.8
木头	木17	68.92	15.54	10.47	5.07
	木4–22	56.66	21.75	19.48	2 11
红岗	红5	55.27	30.29	13.70	0.74
	红7–5	71.24	16.08	8.85	3.83
新立	新138	68.82	17.74	9.32	4.12
	新115	71.54	14.96	8.29	5.20
乾安	乾深2	86.93	8.50	3.05	1.52
	乾深4	84.75	9.31	4.65	1.29

2. 全烃色谱特征

盆地南部原油全烃色谱随埋深增加主峰碳数减少。异戊二烯类烷烃中的植烷、姥鲛烷、异十六烷和法泥烷等在原油中稳定的分布（表2–10–7）。Pr/nC_{17}、Pr/nC_{18}值随埋深增加而降低，而nC_{15}/Ph增高，说明其埋藏深的原油成熟度高。

(二) 原油性质

吉林油田的原油同国内各油田比较，具有中相对密度、中粘度、高凝固点、高含蜡量、低含硫的特点（表2–10–8）。

1. 深部组合原油性质

指泉二段及其以下所有油层的原油，该组合主要分布在德惠和梨树断陷。原油轻质成分高，低相对密度、低粘度、低凝固点和含蜡少，含硫一般为0.07%（表2–10–9）。

2. 下部组合原油性质

(1) 杨大城子油层原油性质　原油相对密度一般为0.8016～0.8594，粘度4.24～44.33毫帕秒，含硫0.03～0.06%（表2–10–10）。

表 2-10-7 松辽盆地南部原油全烃色谱数据表

地区	井号	$\frac{C_{21-}}{C_{22+}}$	主峰	Pr/nC_{17}	Pr/nC_{18}	Pr/Ph	nC_{18}/Ph	iC_{16}/Ph	iC_{15}/Ph
扶余	扶 42	1.46	23	0.29	0.20	1.46	0.94	1.04	0.26
	扶 2-11	1.69	23	0.27	0.21	1.37	1.06	1.11	0.47
木头	木 132	1.23	19	0.53	0.46	1.21	0.84	1.00	0.42
	木 11-17	0.67	23	1.29	0.98	1.28	0.71	0.55	0.20
红岗	红 27	0.94	21	0.54	0.28	1.56	0.89	0.61	0.37
	红 20-2	1.40	19	1.34	1.00	1.42	0.89	0.80	0.36
新立	新 101	1.30	19	0.36	0.28	1.34	0.86	0.93	0.36
	新 161	1.92	19	0.30	0.23	1.36	1.20	1.32	0.50
乾安	乾深 2	5.38	12	0.29	0.21	1.65	1.46	2.37	1.25
	乾深 7	2.44	15	0.31	0.21	1.42	1.06	1.23	0.47

表 2-10-8 松辽盆地南部原油性质与区外对比表

油田名称	油层	埋深 (m)	相对密度	粘度 (mPa · s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)
乾安油田	G	1600～1700	0.859	14.4	30		
新立油田	F、Y	1400	0.861	17～28	30～35		<0.08
木头油田	F	600	0.899	64.43	18～28	19	0.09
扶余油田	F	400	0.868	19～31	17～21	18～23	0.05～0.17
红岗油田	S	1200	0.885	45～50	19	20.7	0.06～0.10
新北油田	H	500	0.862	24	11		0.09
兴隆台			0.881	13.28	4	7	0.16
孤岛			0.946	498	-2	7	2.06
任丘			0.889	68.4	34.5	16	0.33
王场			0.879	28	28	11	1.95
鸭儿峡			0.875	58	18.5	7.65	0.19

表 2-10-9　深部组合原油性质表

地区	井段 (m)	层位	相对密度	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)
农 21	1166.2～1190.8	K_1q^1	0.8286		9	123.5
农 26	1017.4～1080.0	J	0.8448	7.230	26	120.0
农 101	2360.0～2348.8	J	0.7881	2.320		96.0

表 2-10-10　杨大城子油层原油性质对比表

地区 \ 油性	相对密度	粘度 (mPa·s)	含硫 (%)
新立	0.8594	26.60	0.06
乾安	0.8587	44.33	
农安	0.8016	4.24	0.03

(2) 扶余油层原油性质　原油相对密度一般为 0.7817～0.9441，粘度为 17～80 毫帕秒，木头油田可达 140 毫帕秒。含蜡量为 16～23%（表 2-10-11），相对密度和粘度由东向西而降低（图 2-10-1），凝固点 12～39℃，横向变化详见图 2-10-2。

表 2-10-11　扶余油层原油物性分析数据表

地区	相对密度	粘度 50℃ (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	初馏点 (℃)	馏量 300℃时 (%)
大安	0.847～0.867	15～32	31～39	5～22	118～170	17～29
新立	0.85～0.87	47～54	32～36	16～21	100～130	16～28
木头	0.87～0.93	30～140	12～35	14～22	110～130	12～19
扶余	0.86～0.94	19～80	16～30	18～23	115～180	10～20
乾安	0.781～0.849	2～13	25～34	37	120～145	30～60

3. 中部组合原油性质

原油相对密度一般为 0.85～0.88，粘度为 20～50 毫帕秒（表 2-10-12）。

中部组合的三个油层原油性质横向变化见图 2-10-13。

4. 上部含油组合原油性质

该组合只有黑帝庙油层，其分布地区仅限于新立、大安和黑帝庙。原油相对密度一般为 0.86～0.89，粘度为 11～70 毫帕秒，含蜡量 18～22%（表 2-10-13）。

表 2-10-12　中部组合原油物性分析数据表

油层	地区	相对密度	粘度 50℃ (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	初馏点 (℃)	馏量 300℃时 (%)
萨尔图	英台	0.82～0.85	7～22	21～41	20～29	98～130	18～40
	红岗	0.88～0.90	45～90	12～16		112～190	16～19
	海坨	0.86	26～42	34～40		110	20
	新北	0.85～0.86	19	34～36		118～120	22～23
葡萄花	红岗	0.89	39	15			
	新北	0.85～0.86	18～21	35～37		112～126	23.2～23.7
	新立	0.85～0.86	16～22	25～30	14.17	106～110	23～26
	乾安	0.86～0.87	31～40	32～42	20.3～23.4	112～132	22～26
高台子	英台	0.86～0.89	23～91	22～38	13～24	120～160	12～21
	红岗	0.87～0.89	40～66	16～46		112～129	14～17
	大安	0.85～0.87	20～63	35～43		121～183	17～21
	新北	0.84～0.87	11～20	32～42		80～131	23～27
	乾安	0.84～0.89	18～50	32～40	18～26	105～160	20～32
	双坨	0.84～0.86	11～21	23～32	10～21	90～110	26～35

表 2-10-13　上部组合原油物性分析表

油层	地区	相对密度	粘度 50℃ (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	初馏点 (℃)	馏量 300℃时 (%)
黑帝庙	大安	0.8866	56.739	27	15.57	146	16.1
	新北	0.8558～0.8965	11～70	2～14	18.04	72～110	10～30
	新立	0.8555～0.8965	11～70	2～25		79～110	10～30
	黑帝油	0.8652	34.5	41	22.05	87	25～30

5. 影响原油性质及其变化的因素

(1) 与长期隆起供水区的距离有关　位于供水区附近的含油气构造或油田的原油相对密度、粘度增高。下部组合的前 33 井原油相对密度为 0.94；登娄库供水区附近的扶 101 井相对密度为 0.95；洮 13 井原油相对密度为 0。93；西部斜坡的安 5 井原油相对密度为 0.95，凡此均说明临近供水区的原油有被氧化、菌蚀而使密度增加的现象。扶余Ⅰ号和套堡地区发现稠油的实例则尤其典型。

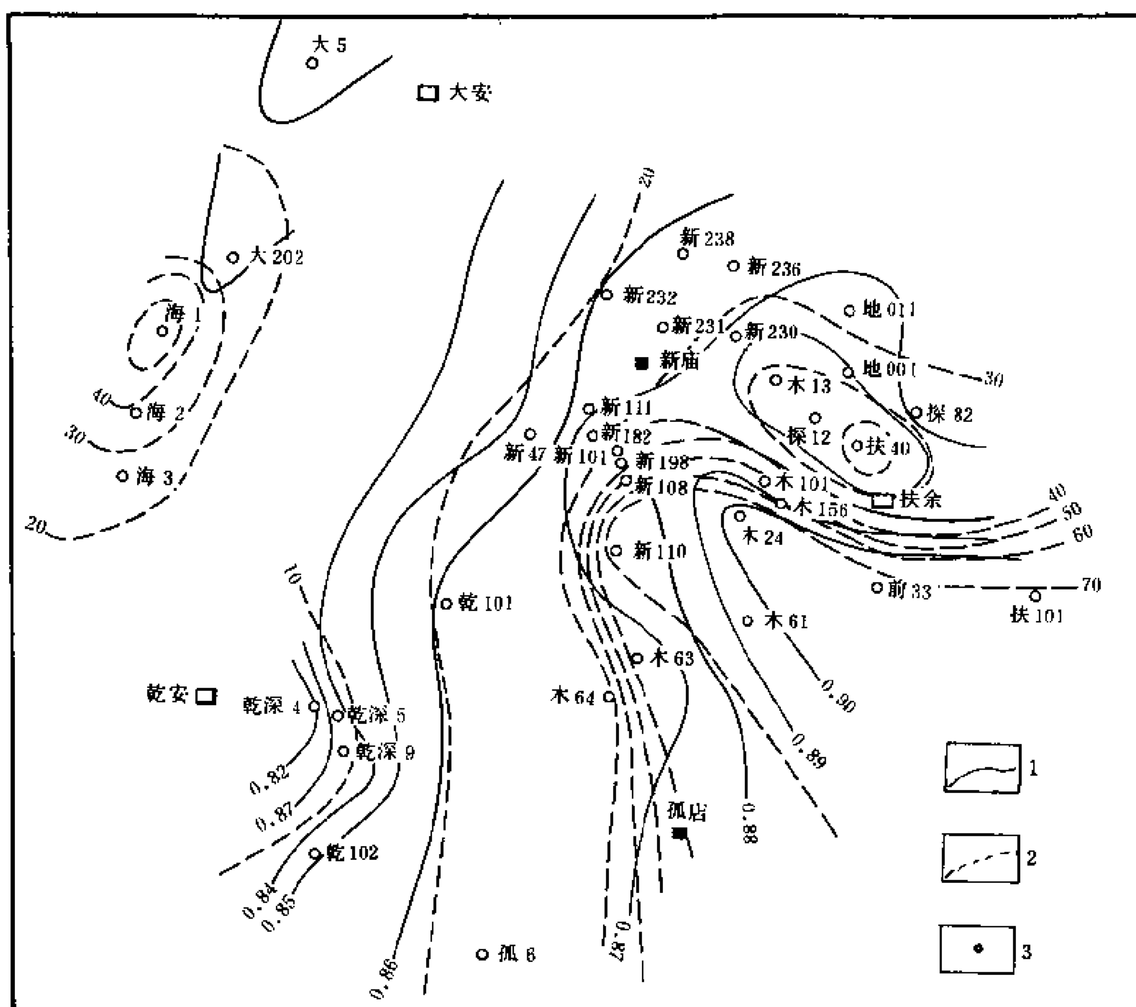


图2-10-1 松辽盆地南部扶余油层原油相对密度和粘度变化图

1—相对密度等值线；2—粘度等值线（毫帕秒）；3—完钻探井

(2) 与埋藏深度有关 随油藏埋深增加其原油的相对密度、粘度和含硫量降低；而凝固点、含蜡量增高（参见图2-10-1、2-10-2、2-10-3）。以扶余油层为例，原油相对密度由乾安的0.82至新立为0.86，再至木头则0.88（其他参见表2-10-11）。随层位的变老其原油性质亦有上述变化趋势。如乾安地区的扶余油层原油相对密度为0.82，粘度小于10毫帕秒；而高台子油层原油相对密度为0.85～0.86，粘度为10～20毫帕秒。

原油性质的这种变化特征，除上述的氧化、菌蚀原因之外，另外亦与二次运移有关。

二、天然气性质

松辽盆地南部的天然气类型划分及各种类型的天然气的性质在本篇第九章中详细阐述。本文仅对各层位的天然气特征给予归纳（表2-10-14）。

葡萄花油层仅在红岗油田发现天然气，相对密度为0.6276～0.6959，甲烷含量为83～86%，CO_2含量为3～13%，重烃含量为0.3～0.6%，氮含量为3～10%。另外，盆地南部各单井的天然气组分特征及碳同位素值如表2-10-15。

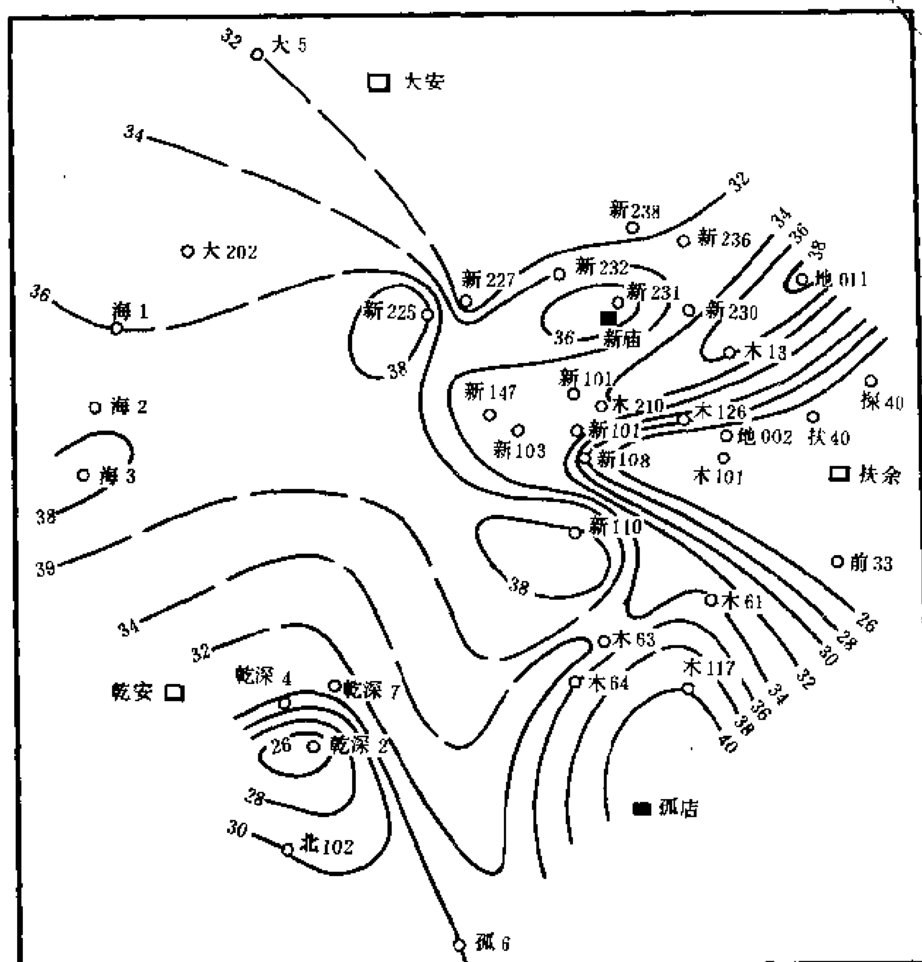


图 2-10-2　松辽盆地南部扶余油层原油凝固点（℃）变化图

三、地层水性质及其变化

(一) 地层水的基本特点

自从石油地质普查阶段开始，松南的地层水即采用 B.A.苏林的方案进行分类。1982 年，吉林油田研究院曾试图用 K.E.比契娃的方案进行分类，以改变水型单一及勘探实践中应用不便的状况。有关这部分研究成果已在本篇第八章中予以记述。本章考虑到 B.A.苏林方案应用年代久远及资料较为成熟的历史状况，仍以 1982 年以前的成果为据记述如下。

松辽盆地南部地下水的主要特点是水型单一，按 B.A.苏林的分类，全区除木头和农安地区有少许 $CaCl_2$ 型和 Na_2SO_4 型外,全部为 $NaHCO_3$ 型。其第二个特点是，矿化度变化较大。以扶余油层为例，其矿化度可从 4000 毫克／升变化到 50000 毫克／升，其中乾安地区可高达 59449 毫克／升。第三是总矿化度随深度增加而增加，但在深部组合则具相反的规律，而随深度增加矿化度减小。第四硫酸根和微量元素锂（Li）的含量亦随深度增加而增加(图 2-10-4 和图 2-10-5)。

以上介绍了盆地南部地层水的几个基本特点，下面将分油层组记述地层水的性质及其变化。

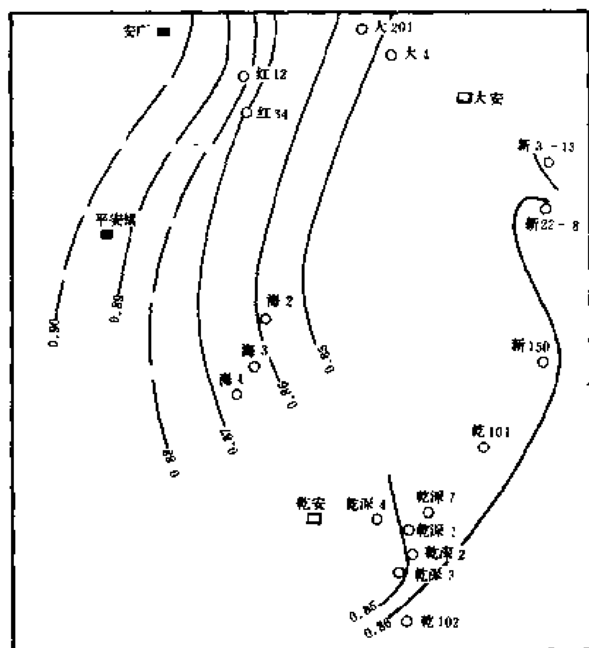


图 2-10-3　盆地南部中部含油组合原油相对密度变化图

图中井位均为完钻探井

(二) 深部组合地层水性质

该组合的地层水资料主要是从德惠断陷（农安地区）取得的。泉一段地层水总矿化度一般为 7000～10000 毫克／升，水型以 $CaCl_2$ 型为主，$NaHCO_3$ 型和 Na_2SO_4 型次之；侏罗系地层水总矿化度为 2059.5～10000 毫克／升。

基岩风化壳水矿化度变化较大。可能是沉积时沉积物中易溶矿物分布不均衡所致。

(三) 下部组合地层水性质

1. 杨大城子油层地层水性质

该层地层水资料较多，但其水型单一，主要是 $NaHCO_3$ 型，其次在大安和农安分别见 $CaCl_2$、Na_2SO_4 水型。总矿化度一般为 7000～20000 毫克／升，乾安最高可达 56900 毫克／升（表 2-10-16）。

2. 扶余油层地层水性质

(1) 总矿化度的分布　总矿化度变化区间为 4000～55000 毫克／升，由于受西斜坡、登娄库和杨大城子供水区影响，导致西部斜坡、扶余—新立地区及杨大城子地区的矿化度小于 10000 毫克／升；红岗及乾安地区为高矿化度区，其他地区处于 10000～15000 毫克／升之间（图 2-10-6），各地区地层水性质如表 2-10-16。

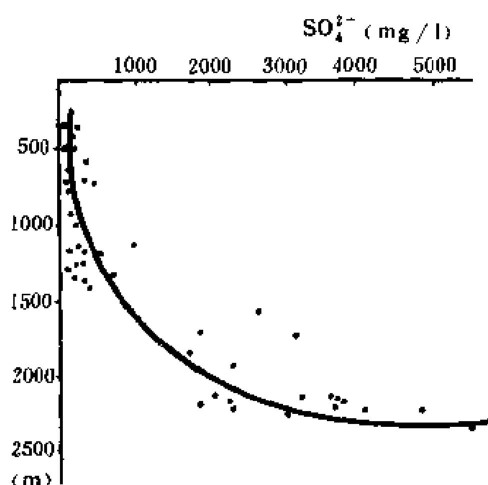


图 2-10-4　松辽盆地南部地层水中 SO_4^{2-} 含量与地层深度关系图

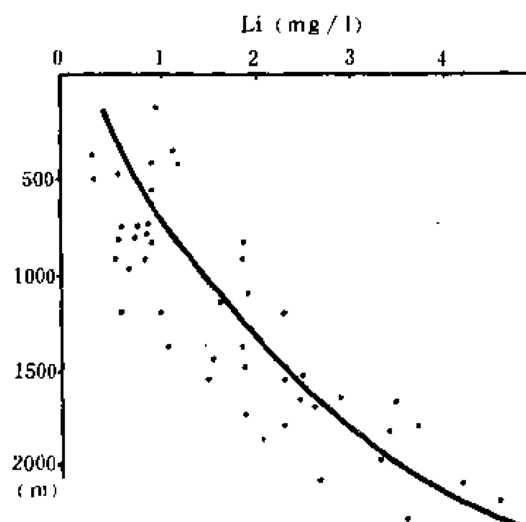


图 2-10-5　松辽盆地南部地层水中微量元素 Li 含量与地层深度关系图

表 2-10-14　松南各油层天然气性质分析表

油层	地区	甲烷 (%)	重烃 (%)	总烃 (%)	氮 (%)	H_2S+CO_2 (%)	相对密度
扶余	扶余	94～95	2～4	94～97	1～3	1～2	0.60～0.68
	前旗	80～90	0.5～1	80.5～91	19～22	0.5	0.56～0.68
	木头	92～97	1～2	93～99	2～6	0.7	0.55～0.60
	乾安	10～13	1.5～3	11.5～16	4～6	80	1.30～1.45
高台子	英台	95～96	微	95～96	2.56～4.08	0.84～1.38	0.578～0.579
	红岗	57～67	0.96～1.09	57.7～68.1	7～21	17.64～34.7	0.83～0.93
	双坨	88～95	0.08～0.13	88～95	7～11	0.20～0.35	0.56～0.60
萨尔图	英台	90～93	2～5	92～98	2～4	2～3	0.60～0.63
	红岗	90～96	0.34～0.65	90.34～90.65	2～6	0.5	0.57～0.59
黑帝庙	大安	93～96	0.70	93～96	3～7	0.25	0.56～0.58
	新北	92～96	1～2	93～98	2.74～5.03	0.27～0.36	0.57～0.58
	新立	95～97	1～2	96～99	1.39～3.87	0.15～0.70	0.56～0.59

表 2-10-15　松辽盆地南部天然气 $\delta^{13}C_1$ 值及天然气性质表

序号	井号	井深 (m)	层位	CH_4 (%)	$C_1/(C_2+C_3)$	C_1/C_{5-}	$\delta^{13}C_1$ (‰)	CO_2 的 $\delta^{13}C$ 值 (‰)
1	气 2	381.6～390.0	K_2m	95.93	959.3	0.999	−55.09	
2	气 3	374.2～388.0	K_2m	95.49	596.8	0.998	−54.20	
3	火 2	395.0	K_2m	96.01	533.4	0.998	−54.10	
4	气 17	388.6～384.0	K_2m	96.43	741.7	0.999	−53.90	
5	气 20	386.6	K_2m	92.48	273.0	0.996	−55.90	
6	红 10-05		K_1y^{2+3}	95.85	122.9	0.992	−50.09	
7	红 8-4	1203.2～1230.6	K_1y^{2+3}	94.47	178.3	0.994	−50.10	
8	红 6-6^2	1186.0～1217.0	K_1y^{2+3}	92.38	45.7	0.976	−46.70	
9	新 13-7	514.0	K_1n^3	98.48	223.8		−46.70	
10	吉 31	1201.4～1213.3	K_1q^4	97.21	114.4		−48.58	
11	新 11-11	508.7～507.0	K_1n^3	97.22	88.4		−50.00	
12	木 8-012	901.0～932.0	K_1q^4	89.10	16.4	0.899	−46.40	

续表

序号	井号	井深 (m)	层位	CH_4 (%)	$C_1/(C_2+C_3)$	C_1/C_{5-}	$\delta^{13}C_1$ (‰)	CO_2的$\delta^{13}C$值 (‰)
13	新141	1305.4~1198.0	K_1q^4	84.69	11.4	0.891	−46.30	
14	吉4-6	1295.0~1278.0	K_1q^4	73.77	5.4	0.769	−46.20	
15	农10	868.0~708.0	K_1q^3	94.50	33.5	0.969	−39.10	
16	农19	780.0~774.4	K_1q^3	90.49	22.9	0.956	−38.33	
17	农101	3066.0~3022.0	J_3	92.30	23.5		−39.62	
18	万2	778.0~809.0	K_1q^3		CO_2 74.67	N_2 19.08		−4.04
19	乾深8	2108.4~2089.8	K_1q^4	1.95	CO_2 82.55	N_2 13.39		−3.93
20	乾深10	2117.5~2156.0	K_1q^4	0.99	CO_2 80.73	N_2 16.16		−3.73
21	红7	1448.8~1457.8	K_1qn^{2+3}	70.20	CO_2 13.41	N_2 13.66		−2.85

表2-10-16　下部组合油层水性质对比表

油层	地区	总矿化度 (mg/l)	水型
杨大城子	英台	27930.6	$NaHCO_3$
	大安	7944.8	$CaCl_2$
	新立	7475.3	Na_2SO_4
	扶余	6357.3	$NaHCO_3$
	乾安	56905.7	$NaHCO_3$
	孤店	20242.0~32328.0	$NaHCO_3$
	农安	8880.2	Na_2SO_4
扶余	大安—海坨	3000~10000	$NaHCO_3$
	新立	10000~36000	$NaHCO_3$
	木头	6000~10000	$NaHCO_3$、$CaCl_2$
	扶余	4000~7000	$NaHCO_3$、$CaCl_2$
	乾安	20000~50000	$NaHCO_3$

（2）盐化系数$\left(\frac{Cl^-}{HCO_3^- + CO_3^{2-}}\right)$特征　总矿化度与盐化系数成反比关系，如图2-10-7。这可能与有机质热脱羧而产生HCO_3^-有关。这种关系反映地层水由淡化到浓缩的非正常过程。其他地区总矿化度增高是HCO_3^-的增高（表2-10-17），因而盐化系数下降。参见图2-10-7。

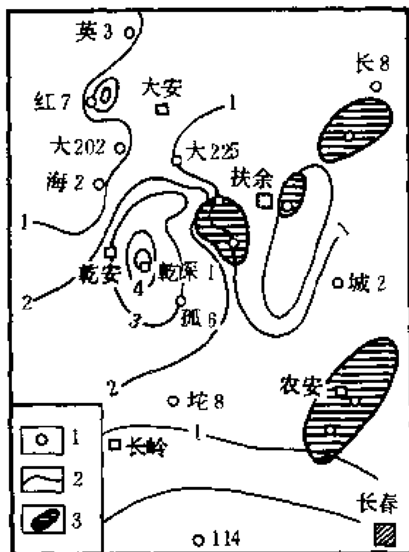


图2-10-6　扶余油层油田水总矿化度和盐化系数等值线图

1—完钻探井；2—矿化度等值线（毫克／升）；3—盐化系数$\frac{Cl^-}{HCO_3^- + CO_3^{2-}} > 10$的范围

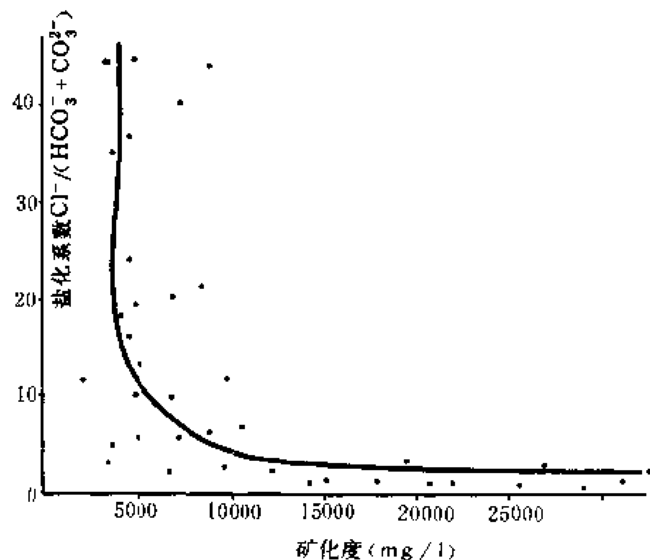


图2-10-7　松辽盆地南部盐化系数与矿化度关系图

盆地南部扶余油层有农安、扶Ⅱ号、扶Ⅰ号与扶Ⅲ号之间的鞍部和新立—木头—白棱花等几个盐化系数大于10的高值区（最高达90）和海坨子地区的中值区。

（3）总矿化度与离子组合关系　当地层水总矿化度小于10000毫克／升时，其阴离子组合为$Cl^- > HCO_3^- > SO_4^{2-}$；反之,则其阴离子组合为$HCO_3^- > Cl^- > SO_4^{2-}$。但不论总矿化度大小如何，其阳离子组合均为$K^+ + Na^+ > Ca^{2+} > Mg^{2+}$。

（4）微量元素含量　盆地南部地层水中微量元素含量平均值锂为1.35毫克／升、锰为0.199毫克／升、铋为0.56毫克／升、钒为0.107毫克／升、镍为0.125毫克／升。

（5）脱硫系数$\left(\frac{SO_4^{2-}}{Cl^- + SO_4^{2-}}\right)$特征　脱硫系数较低，即$SO_4^2$含量少，脱硫弱。在乾安、红岗一带脱硫系数较大，为0.4～0.5，而在新木和扶余一带降为0.02～0.05（图2-10-8）。

（四）中部组合地层水性质

1．高台子油层地层水性质

(1) 总矿化度分布特征　松辽盆地南部高台子油层地层水总矿化度由3000～50000毫克／升，变化较大。由于白城和保康砂体根部及其供水区的影响，套保—红岗之间总矿化度由3000增至30000毫克／升，于红岗构造形成总矿化度的高值区（图2-10-9）；中部组合地层水总矿化度如表2-10-18。其水型均为$NaHCO_3$型，仅在双坨子构造见$CaCl_2$型水。

表2-10-17　扶余油层油层水矿化度、盐化系数与HCO_3^-关系表

项目＼地区	西部	南部		东部		
	红岗	双坨	乾安	前郭	木头	新立
总矿化度 (mg／l)	11981～46942	13699	40645～59445	2594	5888	7577
HCO_3^- (mg／l)	1769～26284	1142	14059～32264	324	340	554
$\frac{Cl^-}{HCO_3^- + CO_3^{2}}$	5.1～0.18	6.3	0.55～0.19	3.6	5.3	12.4

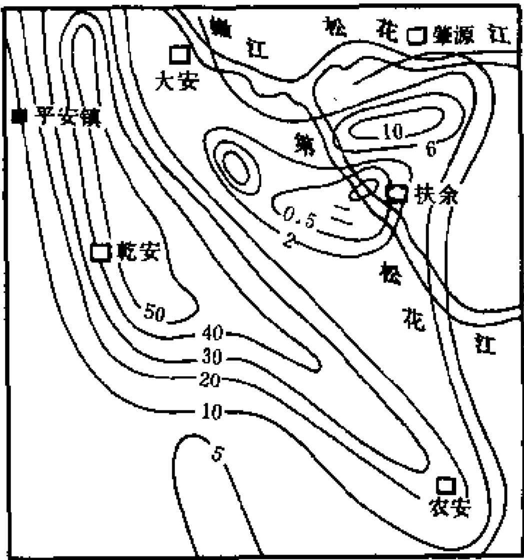


图2-10-8　扶余油层油层水脱硫系数$\left(\frac{SO_4^{2-}}{Cl^- + SO_4^{2}} \times 10^{2}\right)$等值线图

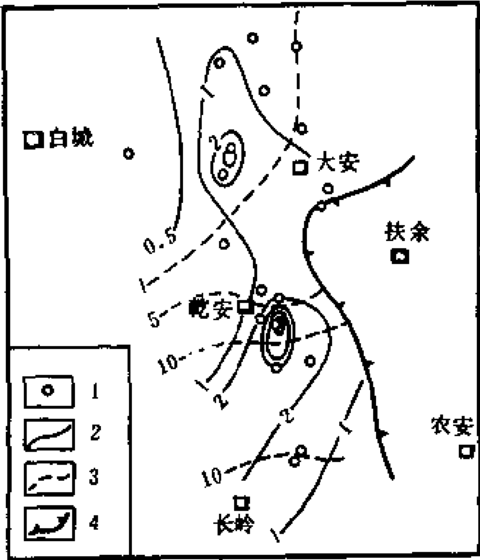


图2-10-9　高台子油层油层水总矿化度及盐化系数等值线图

1—完钻探井；2—总矿化度等值线；3—盐化系数等值线；4—砂岩尖灭线

(2) 盐化系数$\left(\frac{Cl^-}{HCO_3^- + CO_3^{2-}}\right)$特征　高台子油层同扶余油层一样，总矿化度与盐化系数成反比关系。总矿化度增高，HCO_3^-减小，则盐化系数下降（表 2-10-19）。

松辽盆地南部高台子油层盐化系数的变化趋势是由西向东增高，于砂岩尖灭带附近的乾安（乾安构造除外）—双坨子地区形成高盐化系数区。

表 2-10-18　中部含油组合油层水分析表

油层	地区	总矿化度 (mg/l)	Cl^-含量 (mg/l)	水型
高台子	英台	10000～20000	2000～4300	$NaHCO_3$
	红岗	20000～43000	3000～5700	$NaHCO_3$
	大安、海坨	11000～15000	2500～7000	$NaHCO_3$
	新北	10000～14000	6100～6500	$NaHCO_3$
	乾安	10000～35000	4000～8000	$NaHCO_3$
	双坨	13000～14000	7300～8600	$NaHCO_3$、$CaCl_2$
葡萄花	红岗	15000～24000	5000～8000	$NaHCO_3$
	新北	10000～12000	4000～6000	$NaHCO_3$
	新立	11000～17000	3100～10000	$NaHCO_3$
	乾安	20000～25000	8000～10000	$NaHCO_3$
萨尔图	英台	10000～24000	2000～3500	$NaHCO_3$
	红岗	12000～18000	4000～6000	$NaHCO_3$
	新北	10000～12000	3000～5000	$NaHCO_3$

表 2-10-19　油田水总矿化度与盐化系数及HCO_3^-关系表

油层	项目＼地区	西部		南部	
		西斜坡	红岗	双坨	乾安
高台子油层	总矿化度 (mg/l)	2584～4489	25761～43490	13177	17364～56905
	HCO_3^- (mg/l)	1638～2780	15102～22045	726	3120～32914
	$\frac{Cl^-}{HCO_3^- + CO_3^{2-}}$	0.08～0.10	0.14～0.18	9.40	0.09～2.30

2. 葡萄花油层地层水性质

盆地南部葡萄花油层地层水总矿化度为15000～33000毫克／升，水型为$NaHCO_3$型，红岗最高可达29790毫克／升（表2–10–18）。

3. 萨尔图油层地层水性质

盆地南部萨尔图油层地层水总矿化度为10000～24000毫克／升，水型为$NaHCO_3$型（表2–10–18）。

（五）上部含油组合地层水性质

该组合只有黑帝庙油层，资料较少，总矿化度为3000～10000毫克／升，水型为$NaHCO_3$型，pH值为8～9，Cl^-含量为1500～5000毫克／升，HCO_3^-为100～600毫克／升（表2–10–20）。

表2–10–20 上部含油组合油层水分析数据表

油层	地区	总矿化度(mg／l)	Cl^-含量(mg／l)	水型
黑帝庙	大安	5000～10000	2000～5000	$NaHCO_3$
	新北	3000～7000	2000～4000	$NaHCO_3$
	新立	3000～8000	1500～4000	$NaHCO_3$
	黑帝庙	10053	4133	$NaHCO_3$

第三节 油气藏形成的地质条件

油气藏的形成要具备生油层、储集层、盖层、油气运移和圈闭以及保存等基本地质条件。

关于生油层和储集层，本志已有专章记述，这里只扼要说明。

一、生油层条件

松辽盆地发育三套生油层，即上侏罗统沙河子组泥岩、白垩系青山口组一—三段及白垩系嫩江组一至三段泥岩。其有机质丰度均在Ⅱ类以上，有的达到Ⅰ类标准，加之其广阔的面积和巨大的厚度，为松辽盆地南部的油气资源提供了雄厚的物质基础。吉林油田研究院1984年曾对白垩系生油层资源量进行过计算，结果认为松辽盆地南部的资源量是十分丰富的。

二、储集层条件

盆地南部的储集层发育及其分布状况主要受各时期的沉积体系控制。由于湖盆具有兴急衰缓的发育特征，从而形成了纵向上发育多套储集层；又由于物源多，水系发育，从而形成半环状展布的大型砂体。

储集层在纵向上分为深部、下部、中部、上部和顶部5个组合，其共同特点为：①储集层在纵向上主要出现在湖退早期。②以长石质硬砂岩为主，其次为混合砂岩，粒度为粉、细砂级。分选中等—好。③胶结物以泥质为主，一般含量为10%，钙质一般含量为4～7%。④1500米以上属压实—中成岩阶段，其物性自上而下随深度增加而变差。1500米以下为成岩后生阶段，孔隙基本上保持在小于10%左右，渗透率小于1×10^{-3}二次方微米。

储集层的平面分布主要受盆地内各砂体的发育、展布和消长情况所控制。主要有以下几个砂体:

1）盆地东部物源的怀德砂体：该砂体的物源来自怀德一长春一带，发育时期从泉三段开始至姚家组沉积时期，以泉三、四段为主体。砂体轴向近南北向，下部组合砂体的根部在杨大城子一带，前缘可达扶余一木头，并且在前缘相找到扶余和木头两个油田。该砂体中部含油组合不甚发育。

2）盆地西部物源的保康砂体：该砂体的物源来自保康一带、从泉三段发育至姚家组，以中、下部组合为主体。砂体轴向北东向，根部在前七号一黑帝庙一带，前缘至乾安一新立。由泉四段一姚家组砂体逐层向西南退缩，厚度减薄。该砂体是盆地南部最大的砂体，已在乾安地区的扶余、高台子和葡萄花油层获工业油流。

3）盆地西部物源的英台砂体：该砂体来自盆地西部，自白城子入湖汇集于红岗一英台一带，前缘可达大安一小庙一线。其轴向近东西，是盆地南部第二大砂体，已于红岗、英台、海坨子形成油田，在大安构造获工业油流。

4）盆地北部物源的北部砂体：该砂体物源来自盆地北部，发育于嫩三一五段，属上部组合的砂体，前缘在新立、大安、红岗子一带。轴向近与盆地轴平行，已于新北形成油田，于大安构造获工业油气流。

上述各砂体的特点首先是围绕各时期的沉积中心作环状分布，其物性变化一般从沉积中心向边缘变好；其次，从深部到顶部，随湖盆沉积中心由东向西迁移。

深部组合储集层平面分布亦往往围绕沉积中心分布，但因断陷面积小，相带发育不全，其规律性较难掌握，与风化壳、古潜山、各种砂岩裂缝的储集规律一样，尚未进行全面总结。

三、油气生成、运移、聚集及其相互配置关系

（一）深部组合

1. 油气生成、运移、聚集期

根据热演化特征分析，盆地东部断陷生油门限深度与温度分别是1660米和60℃。沙河子组生油层在侏罗纪末才能达到以上深度与温度，因此，断陷内只生成少量油气，而且油气运移聚集到断陷周边也遭受破坏或氧化。当断陷发育到早白垩世青山口末期，其中的侏罗系生油层再次进入上述门限深度和温度，即第二生油期，生成大量油气。

2. 生、储、盖组合

东部断陷深部组合的生、储、盖组合主要有以下三种形式。

(1) 古生、新储、新盖　即由侏罗系生油，青山口期末油气二次运移通过不整合面聚集于泉一段、泉二段，区域泥岩段为其盖层。

(2) 自生、自储、自盖　即沙河子生油，在断陷内聚集在沙河子组下部的砂岩或砂砾岩中，生油层自身为盖层。

(3) 基岩风化壳储油　就是侏罗系沙河子组或火石岭组生油并向下运移，聚集于基岩风化壳，生油层成为盖层。

（二）下部组合生、运、聚及生储盖组合

下部组合生油层主要为青一段，据其热演化特征，在嫩江期末青一段沉积时达到生油门限深度1300～1430米，生油门限温度为58～70℃，即嫩江期末青山口组大量生油。

青一段生油岩在油气生成之后，经初次运移进入泉三、四段。其二次运移是由低孔隙

度、低渗透率和高温高压的乾安—大安地区（生油凹陷）向高孔隙度、高渗透率和低温低压的中央坳陷周边（隆起带）运移聚集。这次运移的主要途径是沿古隆起的西坡由西向东，最后圈闭于古隆起上的同生背斜中，表 2–10–21 所列扶余油层物性由乾安向扶余变好的规律性变化为这次运移提供了证据。因此，在扶、新地区找到众多的油田，并非偶然。据构造发育史研究，嫩江期末的燕Ⅳ幕运动曾使圈闭中的油气重新分配，故其作用并非积极（详见本篇第五章第九节）。

表 2–10–21　扶余油层油气运移方向各指标变化表

<table>
<tr><th colspan="2">地区
项目</th><th>乾安</th><th>大安</th><th>新立</th><th>木头</th><th>扶余</th></tr>
<tr><td colspan="2">孔隙度（%）</td><td>8.7</td><td>11.9</td><td>14.5</td><td>18.4</td><td>24.2</td></tr>
<tr><td colspan="2">渗透率（$\times 10^{-3}\mu m^2$）</td><td>0.13</td><td>2.6</td><td>8.7</td><td>46.8</td><td>114</td></tr>
<tr><td colspan="2">地温（℃）</td><td>75</td><td>75</td><td>65</td><td>36～40</td><td>32</td></tr>
<tr><td colspan="2">地层压力（$\times 10^5Pa$）</td><td>180</td><td></td><td>110～125</td><td>65～70</td><td>44</td></tr>
<tr><td colspan="2">原油相对密度</td><td>0.80～0.85</td><td>0.84～0.85</td><td>0.85～0.86</td><td>0.87</td><td>0.86～0.89</td></tr>
<tr><td colspan="2">地层水矿化度（mg／l）</td><td>5 万</td><td></td><td>3.8 万</td><td>2.0 万</td><td>0.6 万</td></tr>
<tr><td rowspan="4">地化指标</td><td>饱和烃（%）</td><td colspan="2">80</td><td colspan="3">50～60</td></tr>
<tr><td>芳香烃（%）</td><td colspan="2">10</td><td colspan="3">20</td></tr>
<tr><td>主峰碳数</td><td colspan="2">C_{10}～C_{15}</td><td colspan="3">C_{23}</td></tr>
<tr><td>nC_{21-}/nC_{22+}</td><td colspan="2">＞2</td><td colspan="3">1</td></tr>
<tr><td rowspan="2">微量元素</td><td>V／Ni</td><td colspan="2">1.18</td><td colspan="3">0.082～0.11</td></tr>
<tr><td>Ni／Cu</td><td colspan="2">0.52</td><td colspan="3">3.42～4.77</td></tr>
</table>

（三）中部组合生、运、聚及配置关系

中部组合的主要生油层为青二、三段和嫩一段。青二、三段生油层的生油期和聚集期主要在嫩江期末。

1. 嫩一段生油层

嫩一段是中部组合萨尔图、葡萄花油层的生油层。嫩二、三段是上部组合黑帝庙油层的生油层。限于资料，只重点研究嫩一段生油层。

该段热演化特征表明，其生油门限温度为 55℃，深度为 1080 米，推测相当于四方台组沉积末期大量生油。

2. 油气运移、聚集期及其配置关系

嫩一段生成油气之后，其运移有与青一段相似的特征。根据嫩一段生油岩与萨尔图油层原油的全烃色谱对比（图 2–10–10）可知，其初次运移是向下进入萨尔图油层，二次运移则是由古龙及长岭生油凹陷向东西两侧的运移，即向东至乾安—新立、向西至红岗及西斜坡。运移过程中各项指标的规律性变化如表 2–10–22 所示。

图 2-10-22　萨尔图油层油气运移方向指标变化表

项目 \ 地区		古龙凹陷	英台—红岗	安广地区
孔隙度（%）		8～11	21～22	24～30
渗透率（$\times 10^{-3}\mu m^2$）		<1	130～170	140～1400
地温（℃）		75～80	55～60	20
地层压力（$\times 10^5$Pa）		180	125～140	
原油相对密度		0.84～0.85	0.84～0.88	0.93～0.99
水矿化度（mg/l）		0.8～0.9	1.1 万～1.4 万	0.3 万～0.4 万
地化指标	饱和烃（%）	82.92	71.24	51.06
	芳香烃（%）	9.78	16.08	24.36
	主峰碳数	19	19	稠油
	nC_{21-}/nC_{22+}	2.38	2.30	稠油

明水末期的燕山运动第Ⅴ幕使松南西部地区的构造最后定型，因此其油气生成、运移和聚集同步进行，是一种理想的配置关系，其运移、聚集的方向如图 2-10-11 所示，该图箭头所指的方向即油气运移的方向。

目前，西部地区的红岗、英台、海坨子已成为油田，大安已获工业油流，该区低幅度构造四方坨子等地也已发现油田或工业油流。

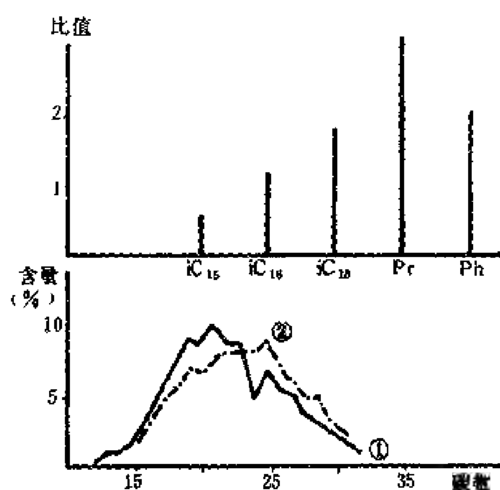


图 2-10-10　萨尔图油层油岩对比图

①红 27 井原油（K_1n^1）；②红 134 井生油岩（K_1y^{2+3}）

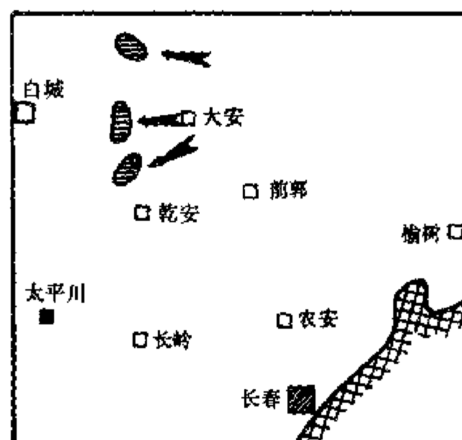


图 2-10-11　萨尔图油层油气运移方向图

各生油层的组合关系如表2–10–23。

表2–10–23 松辽盆地南部生、储、盖含油组合表

<table>
<tr><th rowspan="2">组合
生储盖</th><th colspan="2">浅部组合</th><th colspan="3">上部组合</th><th colspan="3">中部组合</th><th colspan="2">下部组合</th><th colspan="4">深部组合</th></tr>
<tr><th>地层</th><th>油层</th><th>地层</th><th colspan="2">油层</th><th>地层</th><th colspan="2">油层</th><th>地层</th><th>油层</th><th colspan="2">地层</th><th colspan="2">油层</th></tr>
<tr><td>盖层</td><td>明一段</td><td></td><td>嫩五段
嫩四段
嫩三段</td><td colspan="2"></td><td>嫩二段
嫩一段
青二、三段</td><td colspan="2"></td><td>青一段</td><td></td><td colspan="2">泉二段
上侏罗统</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="4">储油层</td><td rowspan="4">明一段</td><td rowspan="4">明水气层</td><td rowspan="2">嫩五段</td><td rowspan="4">黑帝庙油层</td><td rowspan="2">黑零组</td><td>嫩一段</td><td rowspan="2">萨尔图</td><td>萨一组</td><td rowspan="2">泉四段</td><td rowspan="2">扶余油层</td><td colspan="2" rowspan="2">泉一、二段</td><td rowspan="4">农安油层</td><td rowspan="2">农一组
农二组</td></tr>
<tr><td>姚二、三段</td><td>萨二组</td></tr>
<tr><td>嫩四段</td><td>黑一组</td><td>姚一段</td><td colspan="2">葡萄花油层</td><td rowspan="2">泉三段</td><td rowspan="2">杨大城子油层</td><td rowspan="2">上侏罗统</td><td rowspan="2">沙河子组
火石岭组</td><td rowspan="2">农三组
农四组</td></tr>
<tr><td>嫩三段</td><td>黑二组</td><td>青二、三段</td><td colspan="2">高台子油层</td></tr>
<tr><td>生油层</td><td>明一段</td><td></td><td>嫩三段
嫩二段</td><td colspan="2"></td><td>嫩一段
青一、二段</td><td colspan="2"></td><td>青一段</td><td></td><td colspan="2">沙河子
火石岭</td><td colspan="2"></td></tr>
</table>

第四节 构造油气藏

松辽盆地已发现的油气藏绝大部分属于构造油气藏。按其形成特点进一步分成背斜油气藏、断层油气藏和裂缝油气藏。

一、背斜油气藏

形成该类油气藏的石油地质条件主要是具备背斜圈闭。

目前，松辽盆地南部已经找到红岗和扶余、英台、四方坨子等4个背斜构造油田以及黑帝庙、双坨子、扶余Ⅱ号、万金塔和茅山等6个含油气背斜构造。

（一）红岗油田的油藏特征

红岗油田的主力产层是萨尔图油层，其次在高台子油层和葡萄花油层也获工业性油气流。萨尔图油层有萨一、萨二两个背斜油气藏。其特征如下：

1）含油边界线走向与构造线（圈闭线）走向基本一致，参见图2–11–9，即含油面积与闭合面积的形态相似。

2）油水界面基本一致，萨Ⅰ组油藏油水界面约为−1065米，萨Ⅱ组油藏油水界面为−1085米。

3）萨尔图油层埋深1150～1230米，油层多而薄，分布稳定。油层为粉砂岩孔隙储油，含油级别较低。单层厚度为0.4～1.0米，单井平均有效厚度为4.7米。平均孔隙度为

27%，渗透率为 $130\times10^{-3}\sim170\times10^{-3}$ 二次方微米，含油饱和度为 65%，原始地层压力为 12.25 兆帕，油层温度为 55℃。

4）油藏具气顶，含气高度约 10 米，各砂组上部在局部高部位也分布零星小气顶，是个过饱和油气田。

（二）扶余油田油藏特征

扶余油田产油层位是扶余油层，储油空间主要为砂岩孔隙，其次是裂隙。油藏类型为被断层复杂化的背斜油藏，其特征为:

1）含油范围均在闭合面积内，而且含油边界线与构造线走向相近，参见图 2-11-1。

2）吉林油田研究院明确记载扶余油田西部有统一的油水界面●，约为-320 米，油田东部受岩性及断层的影响，油水界面有变化，但总的是在-250 米～320 米之间，油气水性质比较稳定说明断块形成于油藏之后，使背斜油藏更加复杂，导致油水界面深度差异。

3）中、西区油水界面规则，东区较复杂，油水过渡段长，在纵向上过渡段一般延伸 60～80 米。

4）油层层数多，主力油层分布稳定，但岩性、物性在纵、横向上变化较大。油层有效厚度一般为 6～18 米，平均为 10.3 米，最厚可达 37 米。渗透率一般为 $100\times10^{-3}\sim300\times10^{-3}$ 二次方微米，平均 180×10^{-3} 二次方微米，孔隙度为 22～26%。

5）油层及上覆盖层中纵向裂缝发育，在 1958.02 米岩芯上发现裂缝 948 条，且以直、斜两种为主，延伸长度从几米至几十米。裂面凹凸不平，有方解石、软沥青充填。

6）油层埋藏浅、温度低、压力低，扶余油层埋深 280～500 米，原始地层压力一般在 $40\times10^4\sim44\times10^4$ 帕，饱和压力为 36×10^4 帕以上，油层温度 32～35℃。

7）油水过渡带含油面积大，储量多。

8）原油粘度高，凝固点高，含蜡量高，在纵向上，平面上都有明显变化。

（三）英台油田油藏类型划分的依据

英台构造主要产油层位是萨尔图油层，其次是高台子油层（1985 年，英 124 井获油 50 米^3／日）。萨尔图油层为具气顶的层状背斜油气藏，其依据有以下几点:

1）英台构造 4 口工业油流井均在圈闭线内，而圈闭面积外的 4 口井均出水，参见图 2-11-12，即含油边界线与构造线走向平行。

2）构造主体部位油层基本具有统一的油水界面，约为-1281 米（表 2-10-24、图 2-10-12）明显反映背斜构造对油气的控制作用。

表 2-10-24　英台油田油水界面数据表

井号	英 1	英 2	英 101	英 102	英 109	英 112
油水界面（海拔，m）	-1280	-1281	-1280	-1281	-1282	-1282

二、断层油气藏

●关增淼，1983，"松辽盆地南部油气资源评价"。

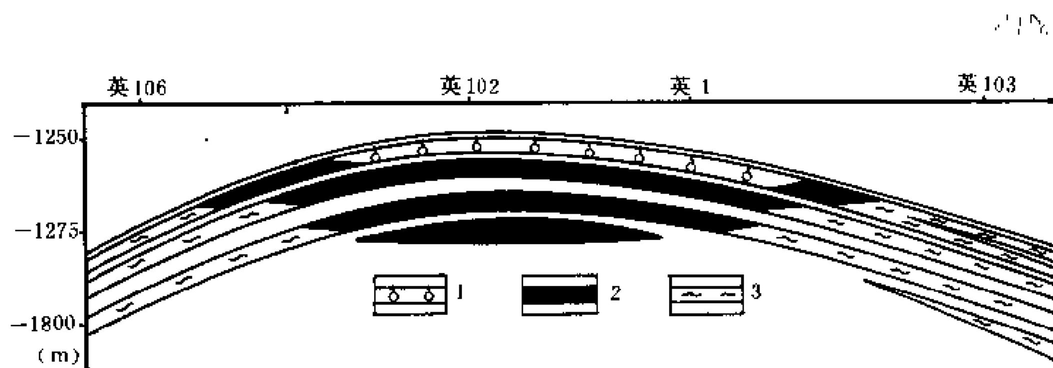


图 2-10-12　英台构造萨尔图油层油藏剖面图

1—气层；2—油层；3—水层

断层油气藏是指断层遮挡圈闭中的油气聚集。形成该类油气藏的主要条件是在地层的上倾方向为断层所封闭，其中受两条以上断层封闭者称为断块油气藏。松辽盆地南部断层油气藏比较多，但构成油田的目前仅发现木头断块油田这一个。另外，在前旗断块和新民断块也获工业油气流。它们的勘探前景十分良好。

木头构造是一向西南倾没的鼻状构造，整个构造被近南北向断层切割成若干断块，从而形成断块和断鼻油气藏，使油气分布更加复杂，其特征如下：

1）油藏平面上不是连片分布，而是分布在大小不等的断块和断鼻构造之中，个别属砂岩透镜体含油，参见图 2-11-6。

2）不同的含油断块其油水界面不一致（表 2-10-25）；

表 2-10-25　木头油田扶余油层油水界面数据表

含油井区	木 17	木 110	木 118	木 126	木 147
油水界面（海拔，m）	-1031	-935	-815	-715	-525

3）油气分布与断层紧密相关（图 2-10-13）。

4）木头油田由于油层物性差（孔隙度为 14～26%，渗透率为 1×10^{-3}～355×10^{-3} 二次方微米，碳酸盐含量为 1.5～7.1%），所以，束缚水饱和度高，在生产压差大时，往往产液含水量高，有时试油不含水或含水少，而压裂后含水量急剧上升，其原因主要是压裂后破坏了断层的封闭性，从而沟通了东西向裂缝，造成暴性水淹。

5）据“木头油田特征油藏研究”（1981 年），认为扶余和杨大城子油层为两个油藏系统，其依据如下：①两油层间泥岩厚度大于 10 米的占总井数的 95%。据大庆油田研究认为，10 米厚泥岩即可成为良好隔层，而且断层的切割作用不会造成两油层连通；②凡两油层都含油的区块均为两套油水系统，如木 146 井断鼻两油层油水界面分别为-575 和-645 米，相差 70 米。原油相对密度随深度加深而增大，但两油层变化率不同；③两油层地层水总矿化度大小和平面变化方向不一致，扶余油层地层水总矿化度为 6000～9000 毫克／升，由西南向东北降低，而杨大城子油层为 5000～7000 毫克／升，南部数值较高；④扶余油层地层水水

型以 $NaHCO_3$ 型为主，个别为 $CaCl_2$ 和 Na_2SO_4 型，而杨大城子油层则相反，以 $CaCl_2$ 型为主，$NaHCO_3$ 型和 Na_2SO_4 型零星分布。

三、裂缝油气藏

裂缝油气藏是指以岩石裂缝作为储集空间的油气藏。

松辽盆地南部储集层裂缝主要发育在扶余—华字井阶地；其次在乾安、农安、登娄库背斜带，大安构造和安广凸起亦有所发现。但在裂缝中获工业油气流的地区主要是新北中部含油组合，其次是新 155、大 4、农 101 和农 26 井。在农 26 井泉三段取芯证实喷发气孔发育，大者孔径达 1 厘米。发现裂缝的典型井如表 2–10–26 所示。现以新北中部组合为例，说明裂缝的发育特征和分布规律。

裂缝油气藏研究较详的层位是新北油田的中部组合。该区裂缝分为 7 类（见表 2–10–27），研究结果认为：确定裂缝油气藏存在的主要依据是对岩芯直接观察、试井中压力恢复曲线的分析（见图 2–10–14）和压裂后初产骤减等特征分析与研究。

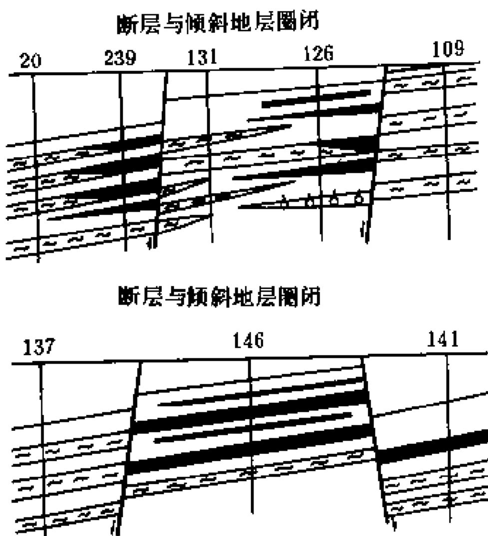


图 2–10–13　木头油田油藏剖面图

图例同图 2–10–12

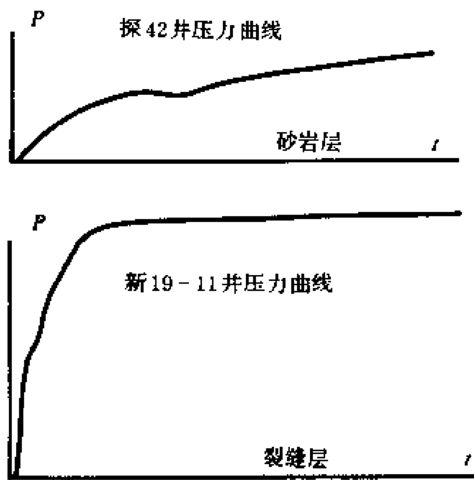


图 2–10–14　裂缝层与砂岩层的压力恢复曲线对比示意图

天然裂缝储集层主要有三种成因，即构造成因、风化成因和异常压力成因。

松辽盆地南部主要以构造裂缝为主，主要分布在构造倾没端或陡坡地带，另外两种裂缝少见，研究亦较少。

表 2–10–26　松辽盆地南部各类天然裂缝储集层典型实例表

类别	井号	层位	井段 (m)	试油日产量 (m^3)		备　　注
				油	水	
I	新 19–11	k_1y^{2+3}	815～839	21.929（压后）		新 22–8 新 171 岩芯照片

续表

类别	井号	层位	井段 (m)	试油日产量 (m^3)		备注
				油	水	
I	大 4	K_1qn	1704～1728	2.15（筛管）		
	新 172	K_1qn	1166～1188	6（压后）		岩芯证实
	乾深 8	K_1qn	1807～1855	0.18（三个炮眼）		
II	新 171	K_1n^2	670～677			
	新 172	K qn	1132～1145			4 张岩芯照片
			1150～1156			
	新 155	K_1y^1	690～694	5		
			705～708			
III	新 171	K_1n^1	762～818			取芯证实为黑色含介形虫的泥岩，水平裂缝异常发育
IV	新 111	K_1q^4	1256.8～1262.4	3.99		
V	农 26	K_1q^3	864～868			取芯证实喷发气孔发育，大者直径达 1cm
VI	农 101		3056～3066	气 800		
VII	扶基 1		1724～1734		1.12	

表 2–10–27 松辽盆地南部各类天然裂缝储集层的测井响应特征表

类别	类型	测井响应特征								变密度
		微电极	电阻率	感应	自然电位	自然伽玛	声波时差	井径	地温	
I	泥岩（或粉砂质泥岩）鸡笼状杂乱裂缝层	平直	平直	略低于围岩	锯齿状低幅度		齿状增大间有跳动	齿状扩径		
II	粉砂质含量较高的泥岩裂缝层	平直	平直	明显低值	圆滑低幅度		明显台阶增大	扩径		
III	泥岩近水平（低角度）裂缝层				微小幅度或无幅度		明显台阶增大			

续表

类别	类型	测井响应特征								变密度
		微电极	电阻率	感应	自然电位	自然伽玛	声波时差	井径	地温	
Ⅳ	泥质粉砂岩破碎带	齿状中幅尖峰	相对降低		低幅度		增大、间有跳动			
Ⅴ	高角度泥岩裂缝（与水平夹角大于70°）									条纹变细且断续
Ⅵ	喷发岩缝缝洞洞	齿状与尖峰	极高	极低	不均匀幅度		明显台阶增大			
Ⅶ	基岩（花岗岩、变质岩、石灰岩）		明显降低			高值	增大	扩径	低异常	

第五节　地层油气藏

地层油气藏指地层圈闭（储集层因岩性横向变化或由于纵向沉积连续性中断而形成的圈闭）中的油气聚集。地层油气藏的形成主要因素是沉积条件。该类油气藏多分布在三角洲前缘和前三角洲相，在砂岩区域上倾尖灭带或砂岩透镜体中。盆地南部存在的地层超覆油气藏亦属此类。

一、砂岩上倾尖灭油气藏

这类油气藏是由于储集层沿上倾方向尖灭或渗透性变差形成圈闭，使油气得以富集。其中油气聚集的上倾边界即储集层的尖灭线或相变线，下倾方向为底水所限。这类油气藏在松辽盆地南部分布较广泛。新北油田是一个典型实例。

（一）新北油田的油藏特征

新北油田位于新立构造的北翼，开发层系是黑帝庙油层。油气藏类型为砂岩上倾尖灭油气藏。特点如下:

1）含油范围与构造形态不一致，即含油边界线与构造线相交（参见图2-10-9）。其剖面特征明显，详见图2-10-15、2-10-16。

2）油气和油水界面不规则，含油边界主要是受岩性尖灭和物性变化所控制。

3）同一油藏内油气水分异明显。有些高断块具有小气顶。另外油层上倾边缘也有天然气聚集。

4）油气水性质比较稳定。

（二）乾安油田油气藏特征

1984 年，在乾安构造高台子油层获得原油储量，其油藏类型为岩性上倾尖灭油气藏，其特征如下:

1）乾安构造处于保乾砂体的前缘（图 2–10–17），由于砂体和区域构造的有机配合使油气得以聚集。

2）油层与水层在纵向上混杂分布，油水各呈一个系统，使油水界面也不一致。

3）含油面积大于构造闭合面积，构造圈闭内的含油面积仅占总含油面积的 20%。

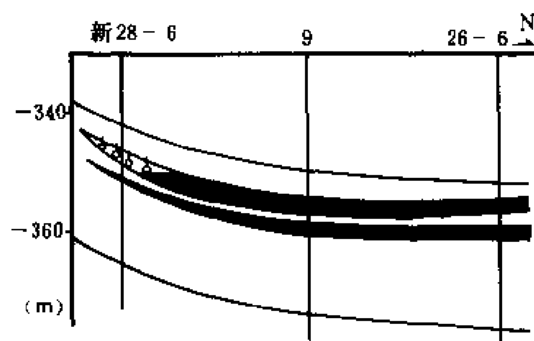


图 2–10–15　新 28–6 等 3 口井黑帝庙油层油藏剖面图
图例同图 2–10–12

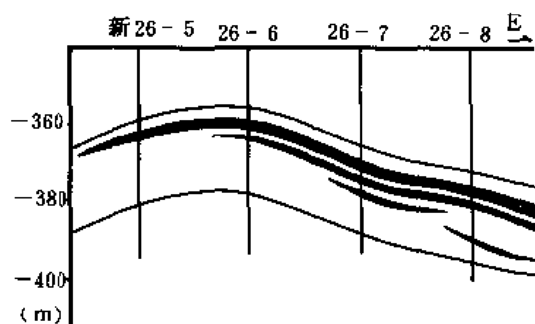


图 2–10–16　新 26–5—26–8 井黑帝庙油层油藏剖面图
图例同图 2–10–12

（三）大安构造油藏特征

大安构造黑Ⅱ油组第 3 砂层（黑 H_2^3）油藏和葡萄花油藏属于砂岩上倾尖灭油气藏。两者砂体物源分别来自盆地北部和西部。并分别在大安构造北翼和西翼形成上倾尖灭油藏。H_2^3 油藏油水边界在砂体的低部位，受构造等高线控制。大 105 井出 0.14 立方米水，大 106 井出油而未出水，这说明油水边界可能就在两井之间−775 米等高线附近（图 2–10–18）。葡萄花油藏油水边界尚不清楚，但在上倾部位见油，说明与黑 $Ⅱ_2^3$ 油藏类似。

二、砂岩透镜体油藏

这类油气藏形成于透镜状和各种不规则状的砂岩储集层中，其四周皆为泥岩或渗透性不好的岩层所围限。最常见的为泥质岩中的砂岩透镜体。该类油气藏大多在三角洲前缘相的断续砂岩区，分布比较广泛，但不易形成油田。在松辽盆地南部最典型的砂岩透镜体油藏是新立油田的葡萄花油层。

新立油田葡萄花油层砂岩以细、粉砂岩和泥质粉砂岩为主，具三角洲前缘相特征。砂体从西南向东北呈条带状分布（图 2–10–19），剖面上呈透镜状，单个砂体面积较小（图 2–10–20），其中面积最大的新 150—180 井区所控制的砂体亦只有 30 平方公里。

油藏受砂体控制，砂体核部厚、物性好、含油饱和度高、具有透镜油藏的特征。例如新 301 井含油饱和度为 64.6%，试油获工业油流，而边部新 302 井含油饱和度为 19.40%，未获工业油流。

不仅在圈闭内部的新 150—新 182 井区砂岩物性好，含油饱满，而且在构造圈闭以外的新 109^2—新 229 井砂体含油性也很好，新 229 井岩芯见 3.89 米油斑级以上油气显示。含油饱和度为 61.3%，与新 301 井区相似，因此油气分布与构造位置无关。

原油相对密度为 0.8583～0.8652，变化不明显，没有重力分异现象，也说明构造对油气

控制不明显。

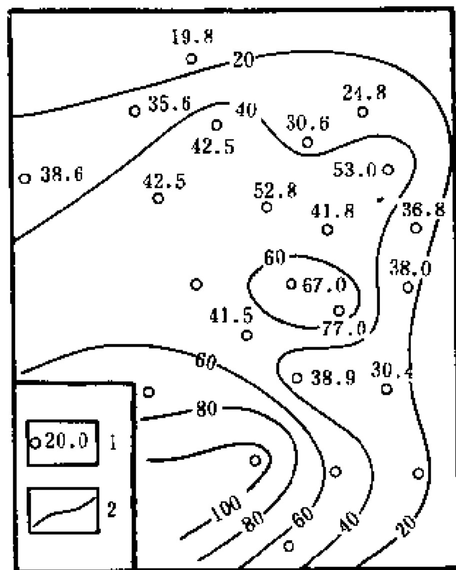


图 2-10-17　乾安地区青三段砂岩等厚图

1—井位及砂岩厚度（米）；2—厚度等值线（米）

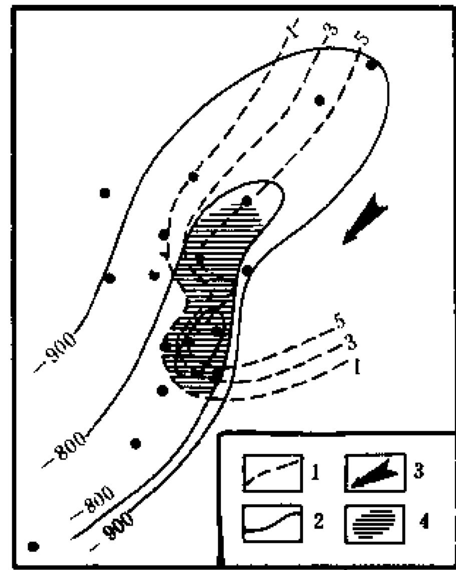


图 2-10-18　大安黑$Ⅱ_2^3$油组第 3 砂层（H_2^3）油藏预测图

1—砂岩等厚线（米）；2—K_1n^4底构造等高线（米）；3—物源方向；4—预测油藏面积

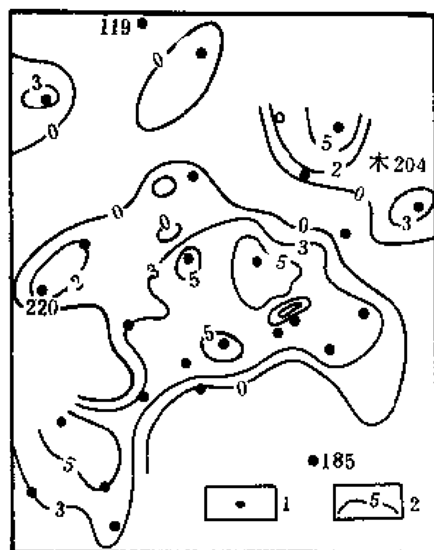


图 2-10-19　新立地区葡萄花油层砂岩分布图

1—井位；2—等值线，单位为米

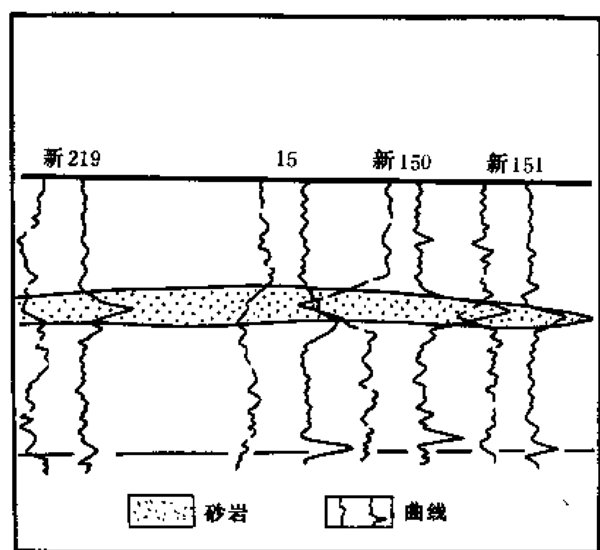


图 2-10-20　新立地区葡萄花油层砂岩对比图

三、地层超覆油气藏

地层超覆油气藏一般位于盆地边缘不整合面上，其形成机制是非渗透的上覆泥岩对侵蚀

面的大面积的超覆。在松辽盆地南部，此类油气藏只在西部斜坡区有所发现。

西部斜坡区嫩一段暗色泥页岩超覆在姚二、三段砂岩之上。这些砂岩或砂砾岩在白 84 井附近与基岩（绿泥石片岩）成角度不整合接触，油气从东部生油区向西运移（安 3、5 井的萨Ⅰ、Ⅱ组及葡萄花油层试油结果出水带油花）势必在这里形成地层超覆油气藏，白 2 井 320～337 米间曾见此实例。

第六节　复合油气藏

复合油气藏是构造油气藏与地层油气藏的复合类型，构造与地层对油气的控制作用相等或者以某一因素为主。

一、构造—岩性油气藏

该类油气藏的代表是背斜—岩性油气藏，其油气受背斜构造和岩性因素双重控制，并以岩性为主，新立油田的扶杨油层属此种类型。

新立油田的油气分布明显受构造和岩性双重控制。

1. 构造控制

其依据首先是在整个含油面积内，其高产油井全部分布在构造圈闭之内；其次，地层水性质在构造圈闭内相对稳定，在构造圈闭以外南侧总矿化度比圈闭内增两倍，北部则变化较大；第三，在油田的南北油水边界线与构造等高线平行，参见图 2-11-4。

2. 岩性控制

首先，含油面积大于构造闭合面积，目前扶杨油层已经探明的含油面积为泉四段顶面圈闭面积的两倍，而且构造圈闭内仅有 1／2 含油，即圈团内的另外 1／2 是空的、含油面积主要分布在构造的北翼斜坡地带，超出了构造闭合范围，参见图 2-11-4。第二，含油高度大于闭合高度。如新 147 井区含油高度为 492 米，而构造的闭合高度仅 294 米。

综合以上资料，可以认为该油藏控制因素应以岩性为主。该区砂岩透镜体发育，横向延伸短，纵向叠加连片。故属构造—岩性油气藏。

二、断层—岩性油气藏

这类油气藏比较少见，现仅举木 26 井区为例，说明该类型的存在。该井区是由两条交叉断层在西面和北面形成的圈闭；而东面则是砂岩尖灭形成封堵（图 2-10-21）从而形成该种类型油气藏。

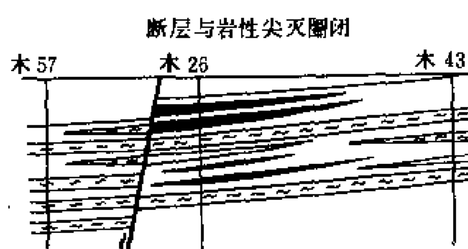


图 2-10-21　木头油田油藏剖面图

三、构造—地层油气藏

该类油气藏是由构造和地层超覆及砂岩尖灭，三种因素控制的油气藏。这种类型的油气藏比较少见，并且规模也较小。仅以海坨油田高台子油层为例，说明这种油藏类型的存在。

1983 年，在“大安—海坨地区石油地质特征分析”报告中，论述了来自西南方向的砂体呈舌状向北延伸与自北向南倾的鼻状构造相配合形成了良好的油气聚集条件。南北两边界控制因素不同，北部为砂岩上倾尖灭（图 2-10-22B），南部和东部为构造圈闭，西部为地层超覆使油藏得以封堵（图 2-10-22B），油水边界约为-1460 米。在构造高部位的海 2 井和

海3井获工业油流，而在-1460米等高线以下的海4井、海5井、海6井和海8井试油出水或干层，以上诸因素共同作用构成了海坨子地区高台子油层的复合类型油气藏。

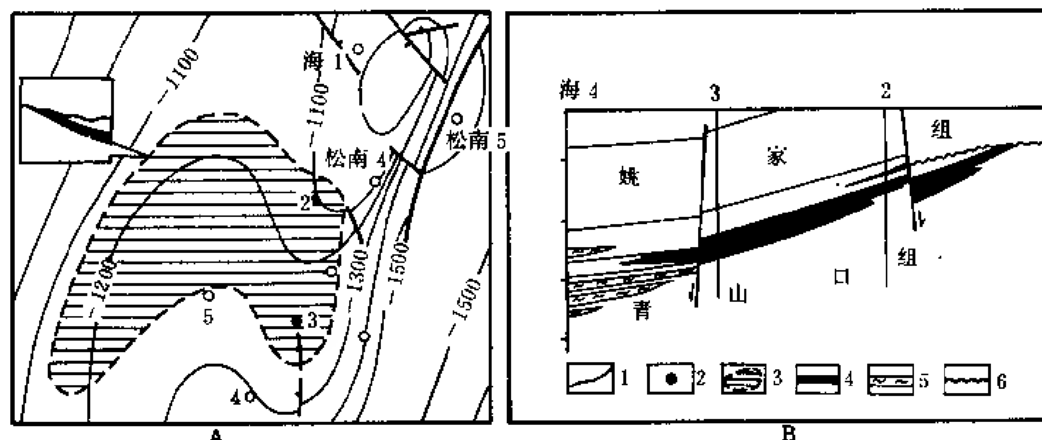


图2-10-22　海坨子地区高台子油层油藏预测图

1—T_1构造线（米）；2—工业油流井；3—预测油藏面积；4—油层；5—水层；6—不整合

第七节　油气藏的分布与类型预测

一、含油气区划

松辽盆地地温梯度较高（4.14℃／100米），生油门限温度65℃、深度1200米。深度1200～2300米为大量生油范围；深度2300～3000米，主要为轻质油和气；深度超过3000米只有天然气存在。盆地南部砂岩有效孔隙度随深度变化。1500米以下，物性明显变差，孔隙度小于10%，渗透率小于1×10^{-3}二次方微米。因此，多数油气藏主要分布在1500～1800米以上，1800米以下只有少量油藏。

根据盆地沉积中心转移、生储盖组合、油气圈闭类型等因素及勘探成果，将盆地南部划分3个含油气区，10个油气聚集带。

（一）东南隆起下、深部组合含油气区（称东部含油气区）

东南隆起区是盆地南部白垩系泉头组沉积最厚的地区，下伏较多的侏罗纪断陷。其主要生油层有侏罗系的沙河子组、白垩系的青山口组。青山口组沉积末期开始抬隆，燕山Ⅳ幕后遭受剥蚀，同时大部分构造褶皱定型。因此，东南隆起区的主要勘探目的层应为深部组合的农安油层及下部组合的扶余、杨大城子油层（包括侏罗系生油、白垩系储集的次生油气藏）。其油气圈闭类型主要为构造型。该含油气区包括5个油气聚集带（图2-10-23）：①茅山深部组合油气聚集带；②农安—万金塔深部组合油气聚集带；③榆树远景深部组合油气聚集带；④大三井子—小城子下部组合油气聚集带；⑤长春岭—杨大城子下部组合油气聚集带。

（二）中央坳陷东部中、下部组合含油气区（称中部含油气区）

中央坳陷区内的长岭凹陷、扶余隆起及华字井阶地是盆地沉积中心西移时的过渡地带，白垩系青山口组—姚家组颇为发育。青山口组生油层发育，生油量亦最富。构造大部分在燕山Ⅳ幕后定型，主要勘探目的层为下部组合的扶杨油层及中部组合的高台子、葡萄花油层。主要圈闭类型为构造及构造—岩性类型。目前取得的勘探成果主要在中、下部组合。它包括

3 个油气聚集带: ⑥扶余—新立下部组合油气聚集带; ⑦华字井中、下部组合油气聚集带; ⑧乾安—情字井中部组合油气聚集带;

(三) 西部斜坡—大安中、上部组合含油气区 (称西部含油气区)

盆地南部大安—乾安一带是嫩江组沉积时期的沉积中心，嫩江组生油层亦最富。其以西的红岗—大安阶地的局部构造在明水期末—第三纪前定型。同时，随着沉积中心的西移，在西部斜坡还发育地层超覆带。因此，其主要勘探目的层为中、上部组合。油气圈闭主要受构造及地层控制，结合目前所取得的勘探成果，该区可分两个油气聚集带: ⑨红岗—大安中、上部组合油气聚集带; ⑩西部斜坡中部组合地层超覆及稠油资源带 (见图 2-10-23)。

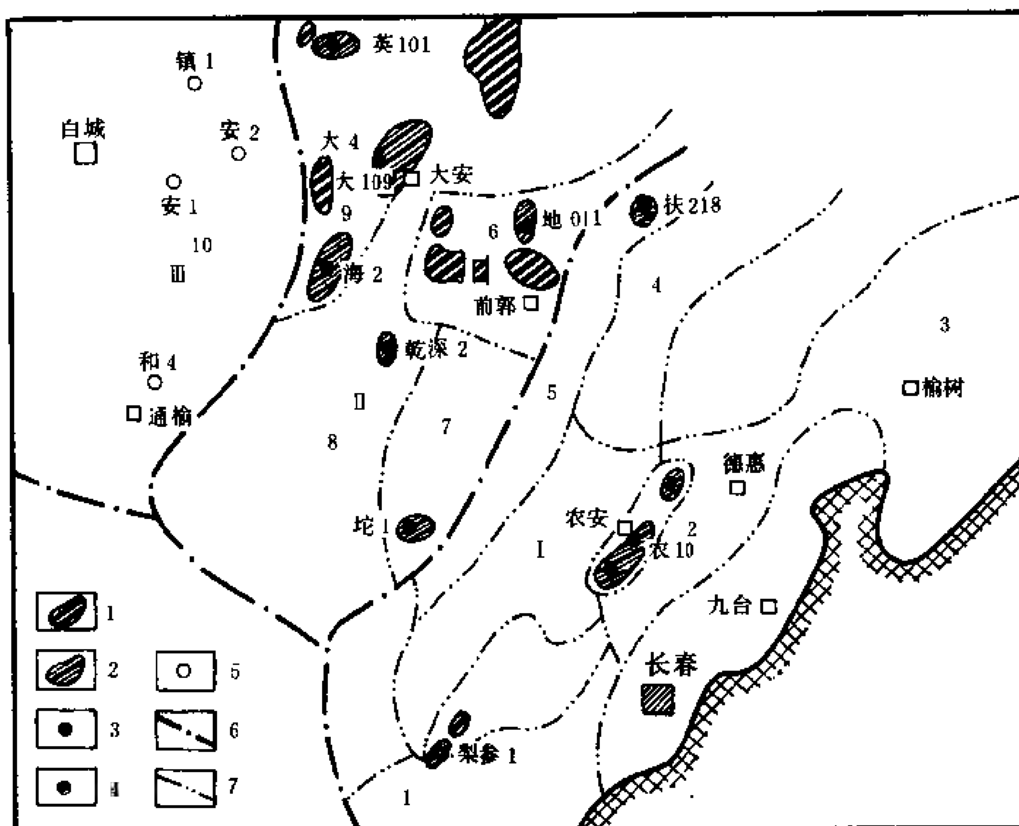


图 2-10-23 松辽盆地南部含油气区划图

图例: 1—油田; 2—获工业油气流地区; 3—获工业油流探井; 4—获工业气流探井; 5—完钻探井; 6—含油气区分界线; 7—含油气聚集带分界线; 图中: Ⅰ—深部组合含油气区: 1—茅山深部组合油气聚集带; 2—农安—万金塔深部组合油气聚集带; 3—榆树远景深部组合油气聚集带; 4—大三井子—小城子下部组合油气聚集带; 5—长春岭—杨大城子下部组合油气聚集带; Ⅱ—中、下部组合含油气区: 6—扶余—新立下部组合油气聚集带; 7—华字井中、下部组合油气聚集带; 8—乾安—情字井中部组合油气聚集带; Ⅲ—中、上部组合含油气区: 9—红岗—大安中、上部组合油气聚集带; 10—西部斜坡中部组合地层超覆稠油资源带

二、油气藏纵向分布概况

众所周知，松辽盆地南部具有多套含油组合及层系，目前已知有 5 个含油组合 8 个含油层。

（一）深部含油组合

主要指泉二段及泉二段以下直到基岩的深部含油组合。

1. 基岩和侏罗系油气层

这两个层主要分布在德惠断陷和农安背斜带，已在农 101 井获得少量工业油气流，油气主要受断层控制。另外，在大安，黑帝庙和孤店三角区内侏罗系也比较发育，目前资料较少，有待今后研究。

2. 农安油层

该层主要分布在农安—万金塔隆起带和梨树断陷。在农 101 和梨参 1 井分别获工业油气流；在农 3、农 19、农 21 和农 102 井获少量工业油流。另外，在万金塔构造见 CO_2 气，油气主要受背斜和断层控制，属构造油气藏。

（二）下部含油组合

该组合有两个油层，即扶余油层和杨大城子油层。

1. 扶余油层

该层主要分布于中央坳陷区，另外，在杨大城子构造亦见油气显示。该层是吉林油田主要勘探和开发层系，如扶余、木头和新立 3 个油田所开发的都是该油层。该层油气控制因素有背斜控制（扶余油田）、断层控制（木头油田）和复合油气藏（新立油田），总的来说，该层油气控制因素较多，但主要是构造控制。

2. 杨大城子油层

该层主要分布在农安万金塔背斜带和扶余隆起带。其他地区也有零星分布，农安万金塔油气受构造控制；新立油田该层主要受岩性控制；其他地区缺少资料，有待今后进一步工作。

（三）中部含油组合

该组合包括高台子油层、葡萄花油层和萨尔图油层。

1. 高台子油层

该层主要分布在乾安、英台、红岗、大安、双坨子、孤店和新北一带。在乾安、英台圈定了含油面积并获可采储量；在红岗、双坨子等构造及新北地区获工业油气流。另外，在小城子的城 2 井和扶余Ⅱ号的扶 17 井见油气显示。该层油气主要受岩性控制，其分布比较零散。

2. 葡萄花油层

该层主要分布在乾安、新立、大安、红岗和新北等地区。主要成果是在新立油田获得控制储量，其他地区有的获工业油流，有的见油气显示。油气主要受岩性控制，砂体的分布和物性特征决定了油气分布。

3. 萨尔图油层

该层主要分布在红岗、英台、平安镇和新立地区。红岗油田开发的即为该油层。另外，在英台油田圈定含油面积 51.7 平方公里，并获控制储量。油气主要受构造控制（红岗背斜控制和英台油气受背斜控制），另外在新北新 19—11 井泥岩裂缝中获工业油流。

（四）上部含油组合

该组合仅有黑帝庙一个油层，从上到下又分为 H_1、H_2 和 H_3 3 个油层。

该层主要分布在黑帝庙、乾安和新立地区，新北油田已投入开发。另外，大 8 井、黑 1 井、吉 13 井、新 3 井获工业油流，在红岗地区也见到油气显示，该层油气主要受岩性控

制。

（五）顶部含油组合

即明水组明一段的明水气层。仅见于西部地区红岗子构造，含气层位于明一段第三砂组。该气藏埋深400米左右，为有底水衬托的背斜气藏（图2-10-24）。气藏形成的有利条件是顶部有16～24米的暗色湖相泥岩，既是生气层又是良好的盖层。

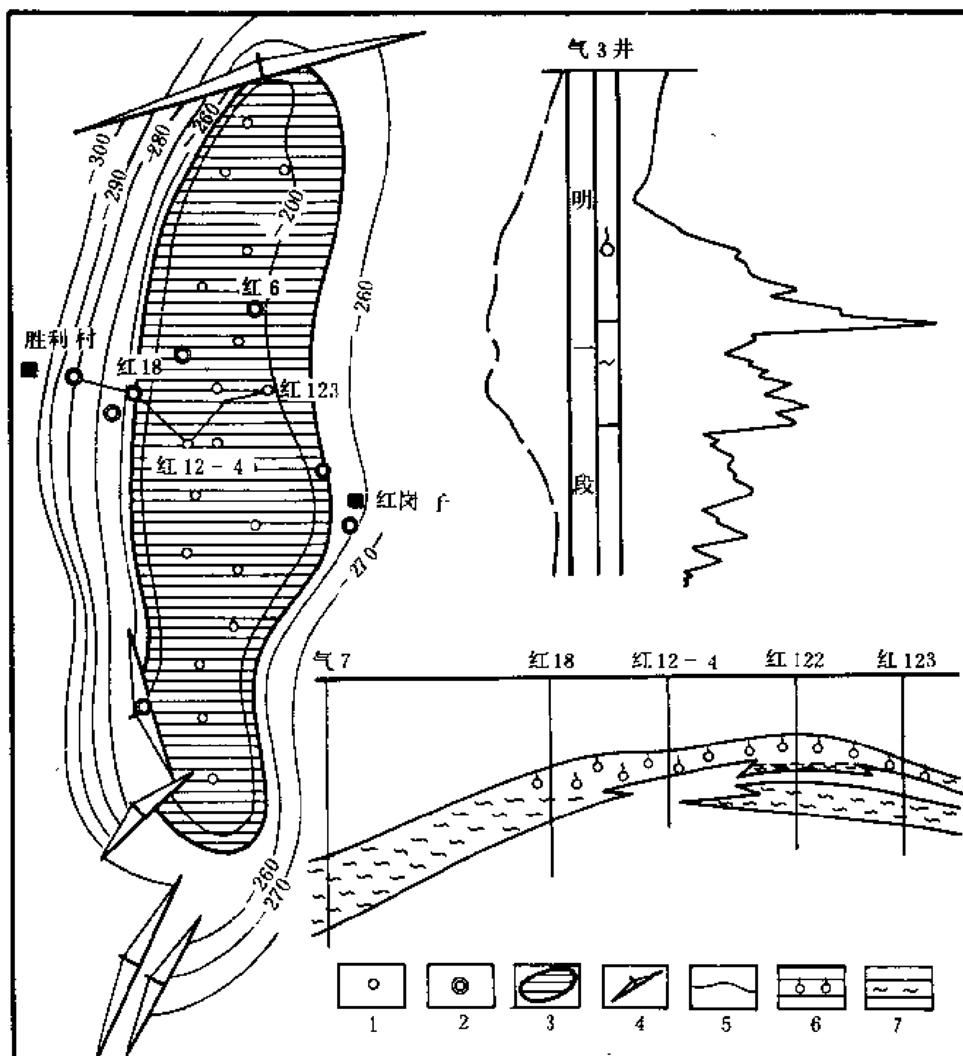


图2-10-24　红岗构造明水组气藏勘探成果图

1—产气井；2—完钻浅探井；3—含气范围；4—断层；5—明Ⅰ$_3$砂岩顶面构造线；6—气层；7—水层

三、油气藏平面分布特点

各类油气藏在生油区内或其边缘分布，受区域构造位置、沉积相带、圈闭条件和成岩作用等因素控制。在平面上和剖面上有不同的分布规律。

（一）有利生油区控制油气田分布范围

对松辽盆地南部油气藏的分布问题，前人做过许多研究和总结。油气分布的基本规律是“源控论”，即有效生油区控制油气分布的大致范围，油气聚集在生油凹陷内或其边缘。

最初生成的石油和天然气，首先进入临近的储集层之内。若有合适的倾斜构造，则立即

开始油气的二次运移，最后聚集于油储之中。这样就有一个“近水楼台”的问题，即靠近生油区的构造总能最早捕获到油气。据大庆油田研究院研究，油田距生油凹陷可达20～30公里，最远可达50公里。盆地南部油气运移的距离也在50公里以内。

几十年来的勘探实践证实，已发现的10个油田和7个含油气构造或地区以及较好的油气显示，均分布在有利的生油区内及其边缘。

在有利生油区内，油气显示分布广泛，如大安构造高台子油层和新北的中部含油组合，在泥岩裂缝中也获得了工业性油气流。相反，生油相对不利的东南隆起区，有构造22个，除个别构造扶余油层受剥蚀外，其余大部分构造都是圈闭完整、储集层发育、又有盖层保护，但在钻探的19个构造中都未获工业油流（除农安和梨树断陷、茅山构造），见油气显示的亦仅有9个构造。另外，小合隆构造扶余油层顶面闭合面积23平方公里，闭合幅度20米，扶余油层砂岩累计厚度85.61米，占地层厚108米的79%，扶余油层之上有566.6米泥岩盖层，构造上断裂不发育。但在钻探扶余油层的3口井中虽全部取芯，并未见到可靠的油气显示。其主要原因在于构造远离生油区。

另外，从沉积和生油角度对凹陷进行分析对比，认为长期发育的继承性凹陷最有利。油气田和已获工业价值的构造或地区，均分布在继承性深凹陷或凹陷的边缘。

（二）有利相带控制油气的分布

已发现的油气田和具有工业价值的构造或地区，均被河湖过度相带所控制。扶余油田和新木油田的泉四段砂岩为三角洲分流平原相和前缘相。红岗油田的姚家组二、三段属三角洲前缘相的分流河口沙坝砂，并向前过渡到滨湖相的席状砂。新北油田黑帝庙油层的H_2^3油层组属嫩三段下部，它处于三角洲前缘相—滨湖相带内。新150井区葡萄花油层均为滨浅湖相。从油气分布情况看，三角洲砂岩体优越于滨浅湖相砂体。

在有利的生油区内或其边缘，河湖过渡相砂体与背斜构造、鼻状构造、断块相配合，是形成构造油气藏的理想条件，例如红岗油田、木头油田和扶余油田。砂体在区域上倾尖灭时也能使油气富集，如新北油田。三角洲前缘相带断续分布的砂岩是形成砂岩透镜体油气藏的有利条件，例如新立构造的葡萄花油层。

（三）古隆起控制的同生构造有利于油气聚集

在有利生油区内或其边缘，古隆起控制的同生构造是有利油气聚集区。例如，扶新构造带（油气聚集带），面临长岭、古龙、三肇三个生油凹陷。该构造带的现今构造是扶余古隆起长期活动的结果，因此有明显的同生构造特征。由于有良好的生油条件，储集条件、构造条件及完好的配置关系。所以该构造带找到4个油田（扶余、木头、新立、新北油田），地质储量居全区之首。

另外，由后期构造运动形成的背斜、断鼻、断块与河湖过渡相砂体有机配合，仍可形成油气的聚集。如红岗油田、乾安和英台油田均获得一定地质储量。

四、油气藏类型预测

松辽盆地南部生、储、盖、圈、保等综合条件较为有利的是：扶余—新立、红岗—大安、乾安—情字井、西部斜坡、德惠—梨树凹陷等5个油气聚集带，另外，华字井阶地南部和长春岭背斜带亦较有利。

（一）扶余—新立油气聚集带

邻近三肇、古龙和长岭生油凹陷的扶新油气聚集带，位于受扶余古隆起控制的巨型西倾鼻状构造带上。保乾、怀德的三角洲砂体伸人该区，形成扶余油层储集层。青山口组既是生

油层又是盖层，它们组成正常成油组合。该带油源丰富，砂岩发育，构造圈闭条件较好，有利于油气聚集。目前，已开发了扶余、新立、木头和新北4个油田（图2-10-25）。

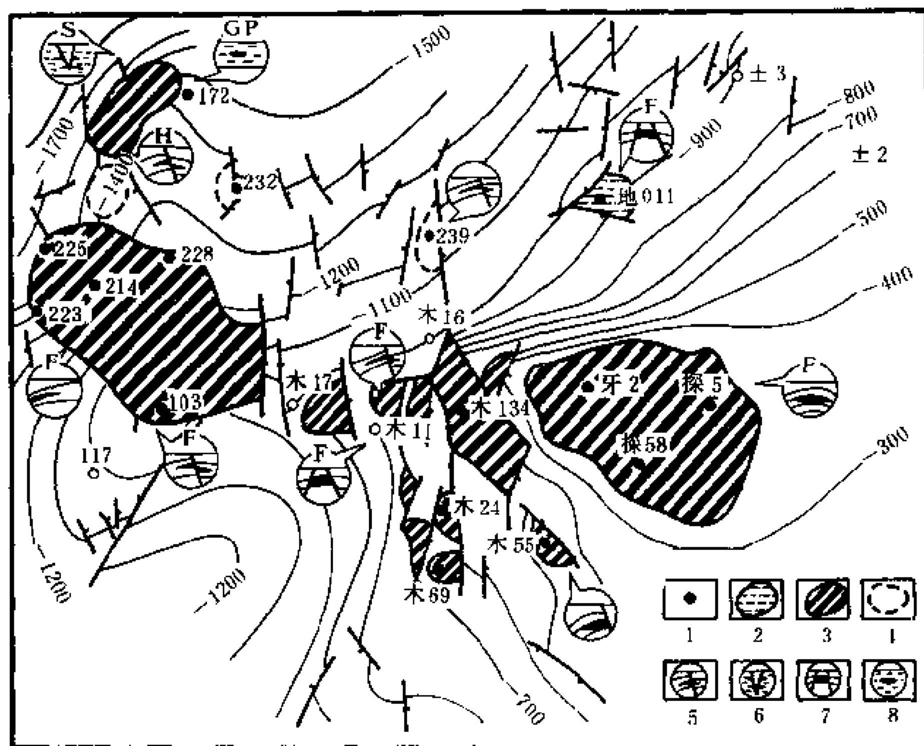


图2-10-25　扶余—新立油气聚集带、油气藏类型预测图

1—工业油流井；2—可能含油气区；3—油田；4—预测含油范围；5—构造岩性油气藏；6—裂隙油气藏；7—断块油气藏；8—透镜体油气藏

1. 构造油气藏

扶余Ⅲ号构造及周边地区扶余油层砂岩发育，连通性好，油气聚集主要受构造控制。已发现扶余构造油藏、木头断块油藏，预测有新民断块油藏、前旗断块气藏。

2. 构造岩性油气藏

新立构造砂岩在局部构造背景下形成上倾尖灭或串珠状透镜体，油气聚集受构造与岩性双重控制。预测高台子油层有新172、197井区透镜体油藏。葡萄花油层有新15-7、新10-10井区透镜体油藏。黑帝庙油层有吉13、新54井区透镜体气藏。新44井区裂隙性气藏。萨尔图油层有新19-11井区裂隙性油藏。

（二）红岗—大安油气聚集带

红岗大安阶地，受安广古隆起与大安、红岗两条逆断层的影响，形成一系列近南北向构造圈闭。并与英台体系的三角洲砂体相交。此聚集带东邻古龙、大安生油凹陷，于萨尔图油层形成正常式生储盖组合。油源丰富，砂岩发育，有利于油气聚集。油气藏的形成、分布主要受红岗、大安阶地构造控制。目前，已发现英台、红岗和四方坨子等3个油田。英台的高台子油层；大安的扶杨油层、葡萄花油层、黑帝庙油层；海坨子的高台子油层、萨尔图油层等可能储量近数千万吨（图2-10-26）。

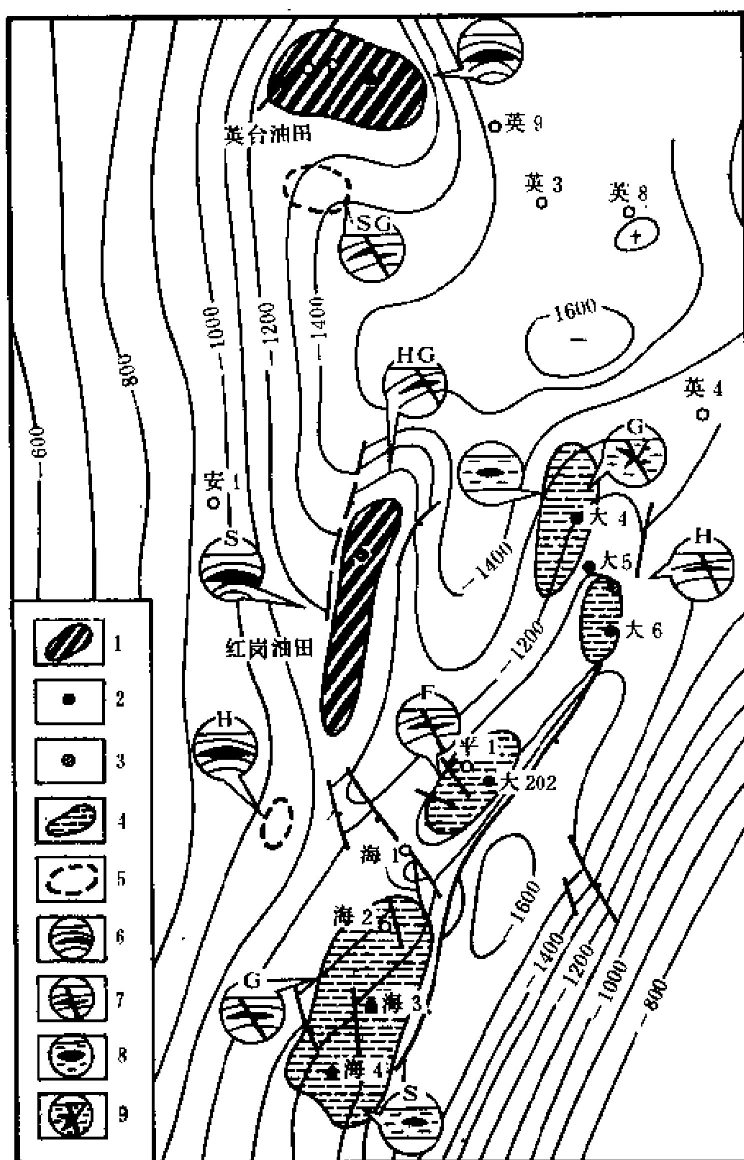


图 2-10-26 红岗—大安油气聚集带油气藏类型预测图

1—油田；2—工业油流井；3—工业气流井；4—可能含油气藏；5—预测含油范围；6—构造背斜油气藏；7—构造岩性油气藏；8—透镜体油气藏；9—裂隙油气藏

1. 构造油气藏

英台、红岗构造及周围地区，萨尔图油层砂岩发育，连通性好，已发现英台构造油藏、红岗构造油藏。预测英台高台子油层为构造油藏，西二龙索口为构造岩性油藏。红岗高台子油层为构造油藏，黑帝庙油层为构造岩性油藏，长胜构造萨尔图油层为构造油藏。

2. 构造岩性油气藏

大安构造及其周围地区中上部组合，处于英台、通榆砂体的三角洲前缘，形成砂岩上倾尖灭或透镜体，油气聚集主要受构造、岩性控制。预测大 202 井区扶杨油层为构造岩性油藏，大 4 井区葡萄花油层为砂岩上倾尖灭油藏，大 109 井区黑帝庙油层为构造岩性油藏，海坨地区高台子油层为构造岩性油藏，萨尔图油层为砂岩上倾尖灭油藏。

（三）乾安—情字井油气聚集带

乾安地区处于保乾砂体前缘地带，青山口中晚期湖岸线在乾安构造摆动。青一及青二、三段底部在大老爷府、大坨子一带形成区域性砂岩上倾尖灭。青二、三段中上部则在乾安西部形成砂岩上倾尖灭。乾安凹陷具生油能力，油气藏的形成、分布主要受区域构造背景下的岩性控制。并已发现乾安油田，乾安地区扶余油层、葡萄花油层、黑帝庙地区黑帝庙油层控制了一定储量（见图 2–10–27）。

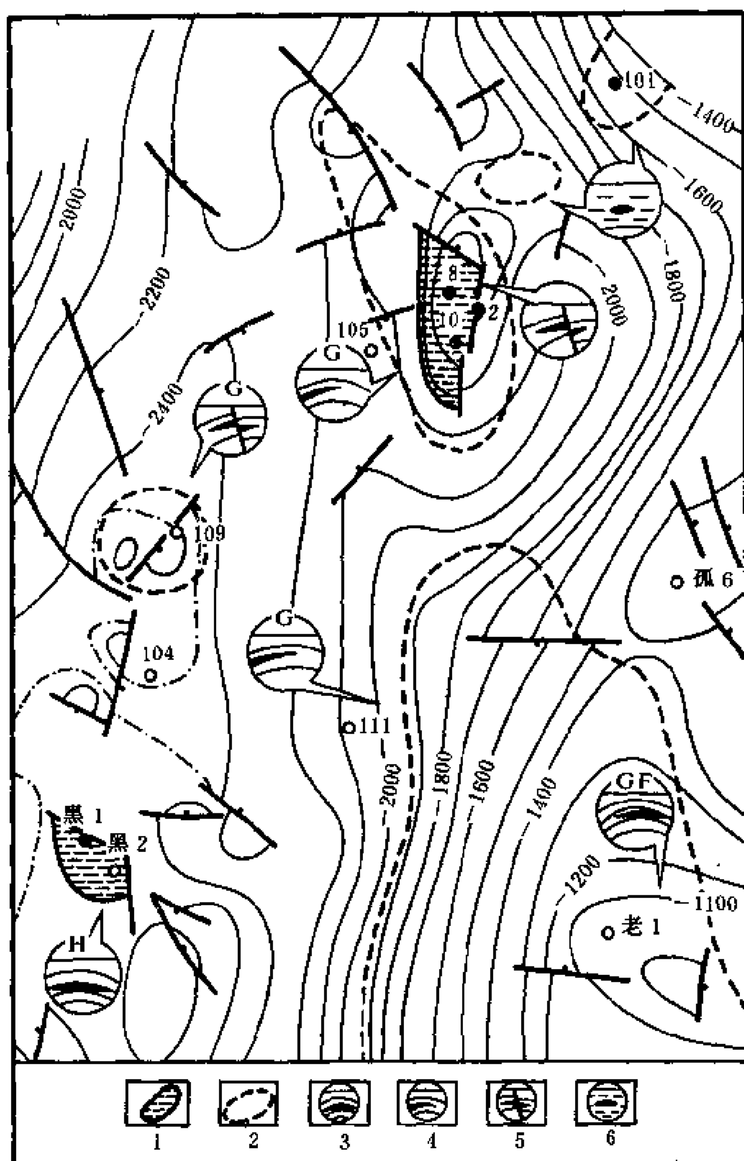


图 2–10–27　乾安—情字井油气聚集带油气藏类型预测图

1—可能含油气区；2—预测含油气范围；3—构造背斜油气藏；4—上倾尖灭油气藏；5—构造岩性油气藏；6—透镜体油气藏

1. 岩性油气藏

青山口各期，大老爷府至乾安构造向西倾，保乾砂体前缘由下至上依次形成区域砂岩上倾尖灭或透镜状河道砂，油气聚集主要受岩性控制。预测乾安北部、大老爷府西部高台子油层为砂岩上倾尖灭油藏。乾 101 井区葡萄花油层为砂岩透镜体油藏。

2. 构造岩性油气藏

乾安构造（T_2）条件较好，砂岩发育，预测扶余油层为构造岩性油藏。

黑帝庙至情字井一带有一系列小面积低幅度构造（T_1），预测中上部组合为构造或构造岩性油藏。

（四）西部斜坡稠油聚集带

西部斜坡区（吉林省部分）面积为2.48万平方公里，区域构造为东倾斜坡，构造略显示为东倾的鼻状隆起。斜坡的西部为地层超覆带，中间为倾斜带，东部为陡坡带。沉积体系为英台砂体，源近流短，岩性、物性变化较快，地表水活跃，具有油稠、水淡特点（图2-10-28）。

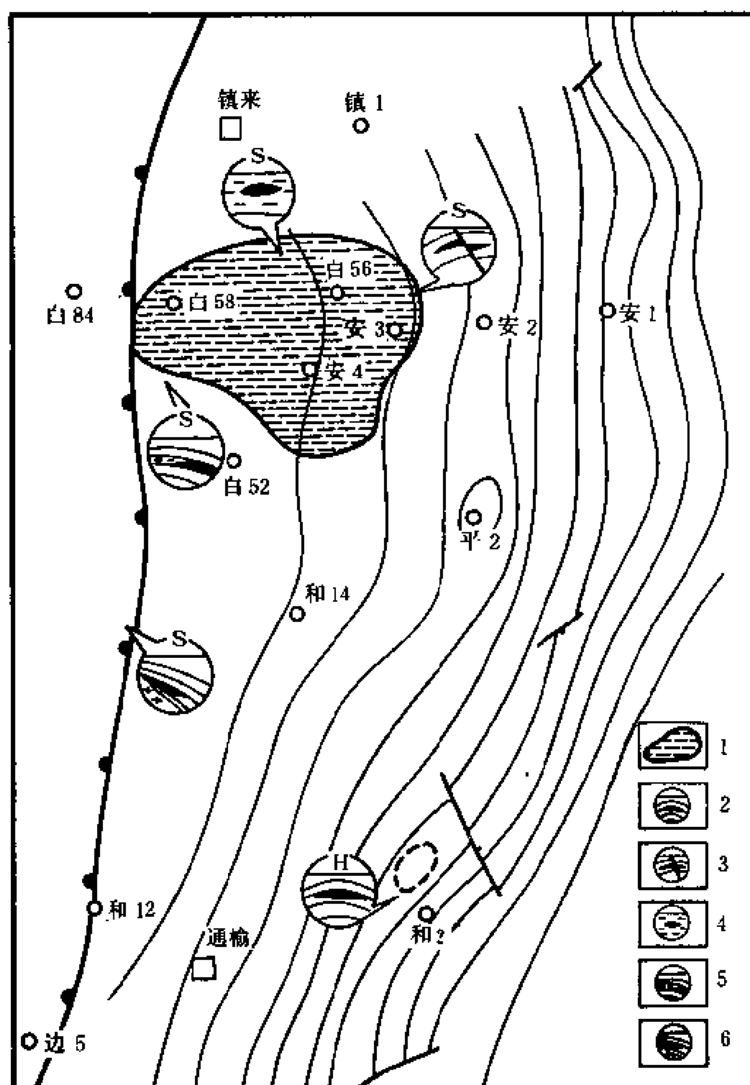


图2-10-28　西部斜坡稠油聚集带油藏类型预测图

1—可能含油气区；2—构造背斜油气藏；3—构造岩性油气藏；4—透镜体油气藏；5—岩性封堵油气藏；6—地层超覆油气藏

1. 萨尔图油层稠油藏

预测套堡稠油区（主要为萨尔图油层）含油面积388平方公里，地质储量可上亿吨。该区东部为鼻状构造控制。

2. 地层超覆油气藏

本区西部泉头组至嫩江组由下至上层层超覆，可能有地层超覆油藏。

3. 构造油藏

该区平安镇和南部三王泡（T_{04}）为低幅度背斜构造，可能有类似黑帝庙的构造油藏。

（五）德惠、梨树断陷深层远景油气聚集带

德惠、梨树断陷位于东南隆起区的西南一侧，面积6000平方公里。侏罗纪至泉头早期形成一系列局部构造、断块以及地层超覆带，发育了多套河流及冲积扇体砂砾岩沉积，单层厚度大，次生孔隙发育。侏罗系沙河子组暗色泥岩厚度大，具有生油生气能力。目前已发现原生和次生油气藏。天然气成因类型为煤成气。

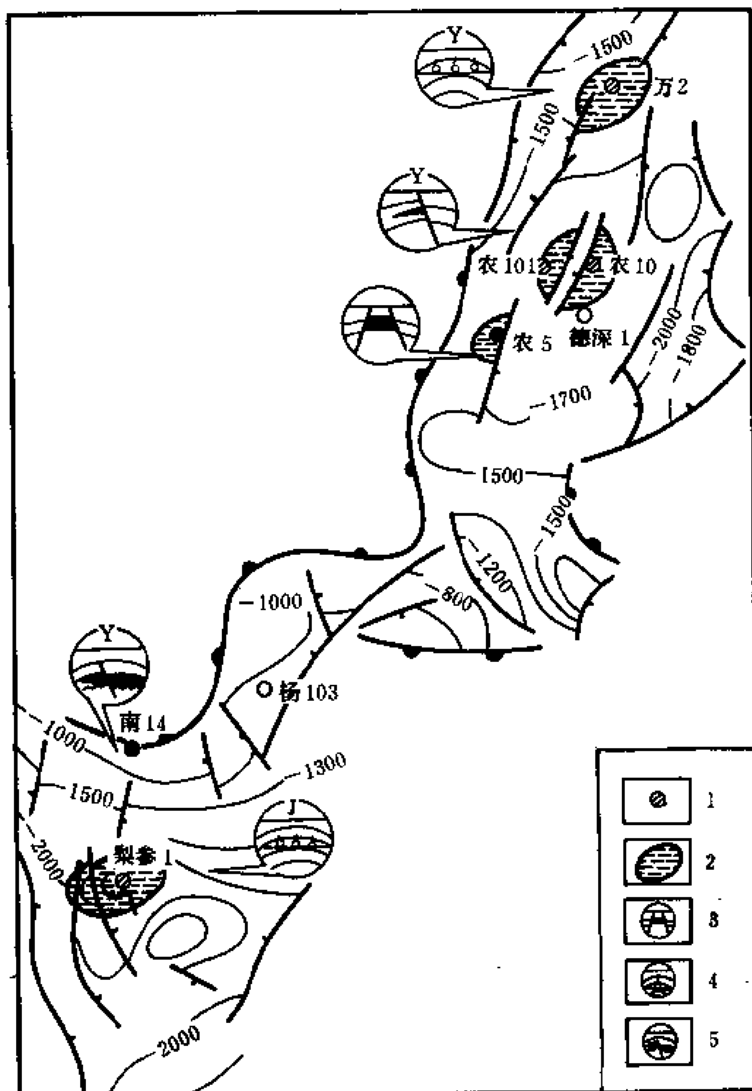


图2-10-29　德惠、梨树远景油气聚集带油气藏类型预测图

1—工业气流井；2—可能油气藏；3—断块油气藏；4—构造背斜气藏；5—基岩披盖油气藏

1. 次生构造油藏

德惠断陷后新立屯构造（T_4）相邻 5 个断块面积 40.5 平方公里，于农 101 井侏罗系见少量油气。预测有断块油气藏；农 5 井区杨大城子油层为次生断块油藏；农 10 井区、农 3 井区杨大城子油层为断层遮挡次生气藏；万金塔构造为短轴背斜，预测有杨大城子油层次生构造气藏。

梨树断陷茅山构造（T_{J_2}）为短轴背斜，在梨参 1 井已获工业气流，预测农安油层（K_1q^1）为构造气藏。

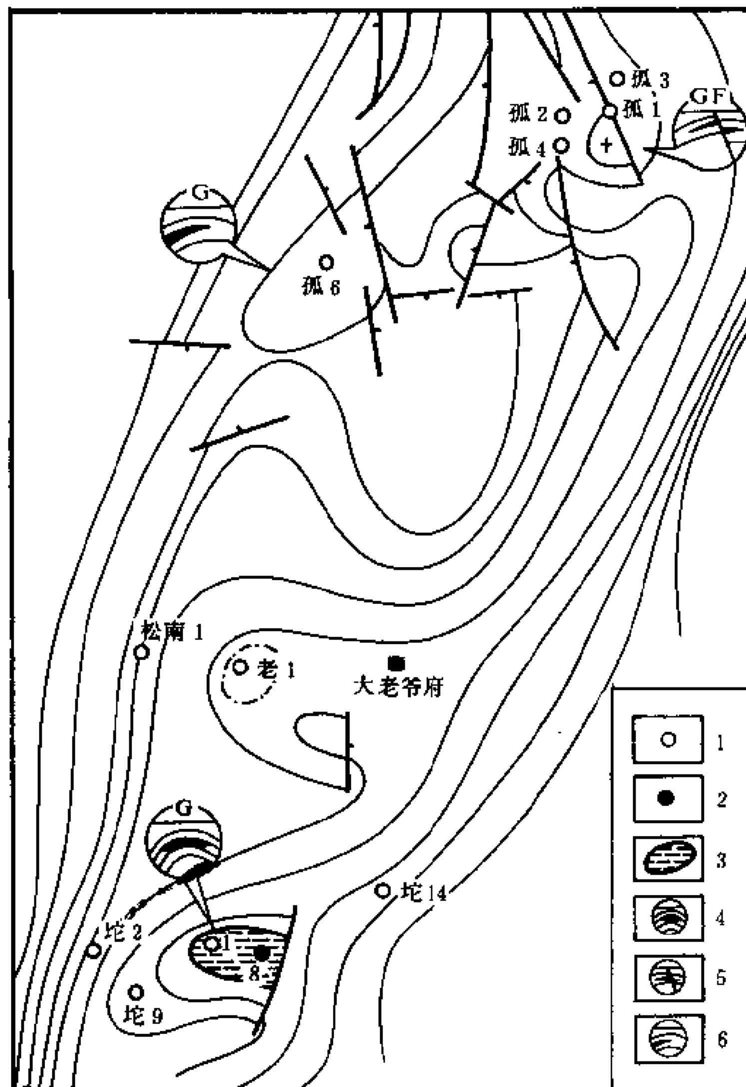


图 2-10-30　华字井阶地油气藏类型预测图

1—完钻探井；2—工业油流井；3—可能含油气区；4—背斜构造油气藏；5—构造岩性油气藏；6—上倾尖灭油气藏

2. 地层油气藏

德惠断陷、梨树断陷边部都有地层超覆现象，预测有地层超覆油气藏。

梨树凹陷西部南14井区基岩风化壳披盖砂岩，油气显示较好，预测有潜山油藏和岩性油藏。

（六）其他含油气有利地区

华字井阶地南部，西靠长岭生油凹陷，区域上地层自西向东抬高，其上发育了孤店、大坨子、双坨子等一系列构造，并被断层进一步复杂化。中下部组合砂岩发育，物性较好，有利油气聚集，预测油气藏类型以构造岩性为主（图2–10–30）。

双坨子构造高台子油层为北东向断层封隔，坨1井和坨8井已见工业油气流，预测高台子油层为构造岩性油藏。孤店构造孤2、孤6井见较好的油气显示，可能形成构造岩性油藏。

长春岭背斜带，晚白垩世时随东南隆起区抬升，构造顶部青山口组以上地层已受剥蚀，扶余油层盖层较薄，可能形成受构造圈闭控制的稠油藏（图2–10–31）。

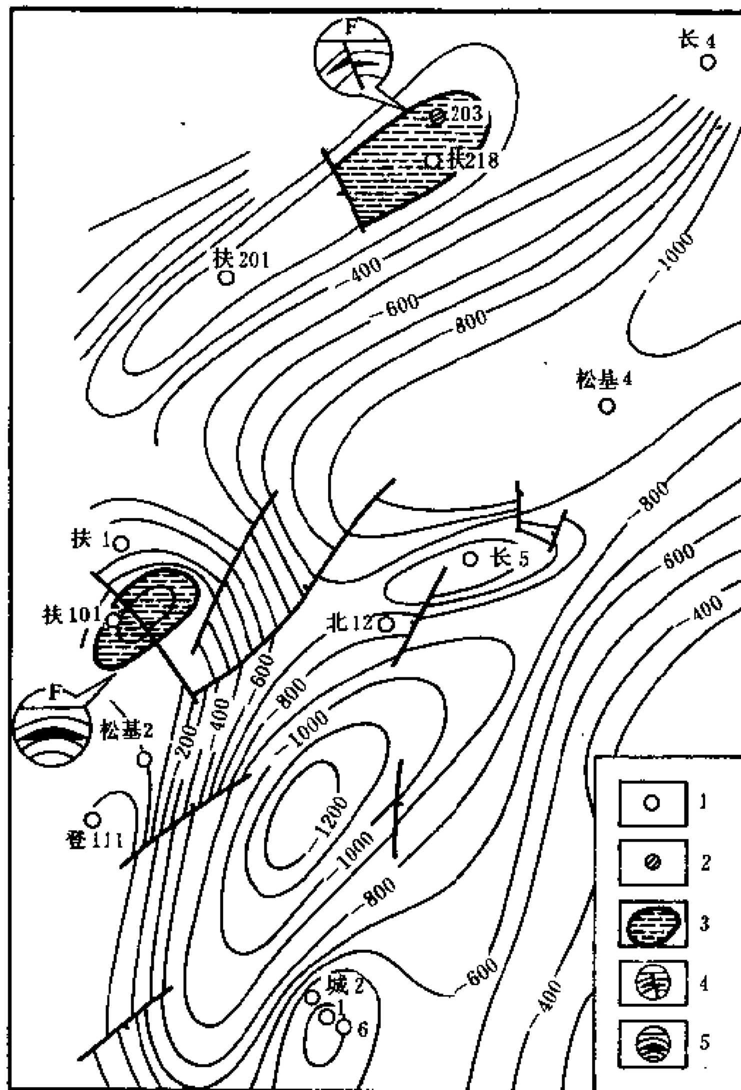


图2–10–31　王府凹陷油藏类型预测图

1—完钻井位；2—工业气流井；3—可能含油气区；4—构造岩性油气藏；5—背斜构造油气藏

扶余Ⅰ号构造，位于长春岭背斜带南面，其形态为一穹隆，构造顶部被断层切割成断垒。青一段以上地层遭受剥蚀，使扶余油层氧化，形成了构造稠油藏，扶119井热采试验已获工业油气流（1985年获2.3米^3／日）。

扶余Ⅱ号构造，位于长春岭背斜带中部，为北东向长轴背斜。北高点扶余油层受断层遮挡圈闭，扶218井见少量油流，扶203井见工业气流，可形成构造岩性油气藏。

第十一章　油气田及含油气构造

松辽盆地南部共发现10个油田，即扶余、新立、木头、新北、乾安、红岗、英台和四方坨子、海坨子、四五家子油田。其中前7个油田已正式投入开发，后3个油田有的进行试采、有的尚在筹备中。

发现上述油田的同时，尚在大安、双坨子、扶余Ⅱ号、新民、黑帝庙、农安、万金塔和茅山等8个构造上获得工业油气流。这些构造经过详细工作有可能成为油气田。

第一节　扶余油田

一、概况

扶余油田位于吉林省扶余市城区及其周围，地处第二松花江和第一松花江交汇的三角地带。区内地势比较平坦，地面海拔高度在135～150米之间，公路交通与内河航运均为方便。

油田的构造为中央坳陷区华字井阶地的北段扶余—新立背斜带上的一个局部构造——扶余Ⅲ号构造。油气区划属中部含油气区扶余—新立下部组合油气聚集带。产油层是泉四段扶余油层。油藏类型为构造油藏。

扶余油田共钻探井237口，总进尺117600.1米；取芯井104口，取芯进尺17599.19米，总长14043.29米；试油井105口，453层，2073.92米。扶余油田经过20多年的开发已建成中等规模的油田。

二、勘探历程

扶余油田发现于1959年对扶余地区构造详测的过程中。

1957年，地质部物探局112队在进行1：100万重力测量时，发现该区存在重力高。同年，航测大队进行1：100万航空磁测时，发现扶余西北存在横跨松花江的磁力高，该高点与上述重力高重合。1958年，东北石油物探大队扭秤队进行1：10万扭秤测量时，再次证实本区确有重力高存在。后经电法队、重力队的工作解释“有基底隆起存在”。

基于上述普查成果，1959年地质部松辽石油普查大队二区队受命在现今扶余Ⅲ号构造及其东邻的扶余Ⅰ号、Ⅱ号构造的扶余地区开展构造详查。目的是圈定构造范围，测量构造要素，了解泉三段的含油性。

1959年8月，根据该队的建议，经石油部和苏联专家的商定，将工作重点转移到扶余地区的西部扶余Ⅲ号构造高点上。并在该构造钻了10口探井，其中2口获工业油流。

1959年9月6日，钻扶27井，9月25日因钻遇泉四段油砂而提前终孔，孔深404.49米。

1959年9月27日，在扶27井泉四段试油，结果于二、三韵律层中，获工业油流在66小时40分钟的时间内，累积产油3.567立方米，扶余油层亦因此得名。

与此同时，扶26井在钻井过程中，大量涌出油膜，停钻后，3天溢出原油分别为1.180、1.886及0.737立方米。由此证明扶余油层具有一定范围和产能，吉林省第一个油田

——扶余油田由此发现。

该阶段对扶余Ⅲ号构造石油地质特征的认识也有重大进展，在丁正言1959年提交的“扶余地区1959年构造详测报告”中初步建立了该区地层层序，指出扶余Ⅲ号构造是受基岩古隆起控制的形状不规则的同生穹窿背斜，构造定型于嫩江组沉积末期，面积约120平方公里。报告明确该区的勘探目的层是下白垩统泉头组四段，并对含油层物性作了详细记述。最后明确建议，在扶余Ⅲ号上开展详探，同时，在八家子高点开辟采油试验区。

1960～1964年为油田的详探阶段，突出的任务是确定含油面积、查明油气的分布规律及控制因素、查明油层及油水性质、取得储量计算参数、落实储量，为开发方案提供依据。

据1965年6月由扶余油矿提交的“扶余油田地质勘探成果”（扶余油田第三个五年计划开发初步方案附件之一）中记载，截至1964年，油田共钻各类探井138口，圈定含油面积为近100平方公里，分别用容积法和含油量计算法计算了储量。

该阶段所取得的地质认识，主要集中在以下7个方面：

1）较准确地掌握了储量计算参数，运用分区、分组的计算方法，落实了油田的地质储量。

2）基本探明了油田构造为穹窿背斜，其基本特点有二：一是高点多（当时统计有土城子、八家子、八家子北、扶余镇、罗斯屯、四家子、雅达红、后达屯、代家洼子等高点）；二是断层较多。

3）主要含油地层泉四段，埋深300～500米，厚约30～100米。划为Ⅳ个砂组，各组的主要油层分布面积较大，连通性较好，渗透率一般为100×10^{-3}～500×10^{-3}二次方微米，孔隙度为22～25%，无气顶和夹层水存在。

4）基准面的原始油层压力为48.6×10^{5}帕，全油田基本上为一个压力系统。

5）纯含油段底界一般为−320米，仅东部局部地区抬高至−240～−250米。油水过渡段厚约70～80米。含油边界的分布基本上与构造吻合。

6）地下原油粘度为20～25毫帕秒，相对密度为0.84，含蜡量为21%，凝固点为17℃，原始油气比为15～20。

7）经过58口井试采，尤其是八家子试采区38口井，试采3年结果，证明仅靠天然能量采油，油井的生产能力也能稳定在2～3吨／日的水平，如采取措施（如注水、压裂、酸化等），产量将可提高。

至此，油田详探任务已基本结束。与此勘探过程并行的开发实验工作也基本结束，油田正式投入开发。

1967年4月，由工农油田开发指挥部开发研究组编写的“扶余油田构造地质特征”和“扶余油田油水分布规律”以及1967年7月由扶余油化厂开发室提交的“扶余油层阶段小结（三五规划附件之一）”三篇报告，除补充了1964年以来的部分实际资料外，主要对上述报告的认识更加系统化，它们所提出的各类参数数据，对油层的划分方案、构造特征的描述、油水分布规律的总结，至今仍有参考价值。

1965年开始，油田转入开发阶段，补充勘探工作迄今未止。至1984年，共钻补充探井99口。这期间所取得地质成果，不断地修正和完善前人的认识。其中，1973年由七〇油田地质研究室和燃料化学工业部工作组合写的“扶余油田地质概况（调整方案附件之五）”和1981年研究院提交的“扶余油田裂隙初步研究”报告，对油田地质特征的认识和开发方案的确定均有重要的参考价值。

三、石油地质特征

(一) 地层

扶余油田的地层为一套中、新生界的砂、泥岩碎屑沉积，见表 2−11−1。钻遇最低层位是泉三段。下白垩统青山口组与姚家组之间有沉积间断，其余各组均为连续沉积，嫩江组顶部遭到剥蚀，构造顶部仅残存嫩二段。本区缺失上白垩统，第三系亦仅分布在构造翼部。下白垩统总厚度为 350～600 米，其中嫩江组第二段厚度最大，为 160 米，在油田中部发育比较完整；姚家组厚度最小，平均约 20 米。各层厚度均由东向西变薄，尤以青山口组和姚家组的变化最为显著（表 2−11−2）。与外围地区相比，油田内部地层明显减薄，这是受基底隆起控制的结果（表 2−11−3）。

表 2−11−1　扶余油田地层表

界	系	群	组	段	符号	厚度 (m)	岩性简述	接触关系	备注
新生界	第四系				Q	40～60	灰黄色流砂层和粘土层、砾石层		未取芯
新生界	第三系				R	0～60	灰色泥岩、粉砂质泥岩、灰白色砂砾层	不整合	未全取芯
中生界	白垩系	松花江群	嫩江组	三	K_1n^3	0～80	灰、浅灰色泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩与细砂岩组成反韵律层	不整合	残余厚度
中生界	白垩系	松花江群	嫩江组	二	K_1n^2	80～100	以灰—灰黑色页岩和薄层状泥岩为主，夹灰色粉砂质泥岩，底部多夹有油页岩		残余厚度
中生界	白垩系	松花江群	嫩江组	一	K_1n^1	40～60	主要是灰黑色薄层状泥岩、页岩，偶夹粉砂质泥岩，最底部有黑色泥岩、页岩和油页岩		残余厚度
中生界	白垩系	松花江群	姚家组		K_1y	15～40	灰绿、棕红色泥岩		残余厚度
中生界	白垩系	松花江群	青山口组	二	K_1qn^2	40～100	上部多由红绿色、灰色互层状泥岩组成韵律层，下部为灰、灰黑色泥岩组成韵律层		残余厚度
中生界	白垩系	松花江群	青山口组	一	K_1qn^1	40～60	灰、灰黑色薄层状泥岩、页岩，夹油页岩，底部多夹菱铁矿质条带		残余厚度
中生界	白垩系		泉头组	四	K_1q^4	70～90	泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩、细砂岩和钙质砂岩组成一套较完整的、由下而上渐变细的正韵律层		主要含油段
中生界	白垩系		泉头组	三	K_1q^3	(未穿)	厚层状泥岩夹不稳定的粉砂岩、细砂岩，正韵律性清楚		局部地区顶部含油

表 2-11-2 扶余油田地层厚度表（由西向东）

组段 \ 厚度(m) \ 井号	西 23-18	扶 84	扶 41	检 3	中 7-8	东 8-3	东 8-21	东 20-24	扶 46
第四系	75	69	58	69	57	51	42	40	58
第三系	52	50	32	13					
嫩二段	133	93	114	63	120	73	101	59	54
嫩一段	43	48	55	50	55	50	54	54	57
姚家组	10	12	21	25	44	30	35	36	48
青二段	28	33	78	51	88	49	97	80	123
青一段	37	38	54	43	64	46	60	57	84
泉四段	58	77	78	78	83	72	95	88	84

表 2-11-3 泉四段—嫩一段厚度对比表

地　区	土 木 街	扶余油田	前 郭 旗
井　号	±1	扶 84	奠 1
厚　度(m)	676.5	207.3	451.0

（二）构造特征

扶余Ⅲ号构造反映的是下白垩统泉三段—嫩三段构造层的背斜构造，但其上下构造形态不符合。以姚家组底为界，其上一般表现为阶梯状挠曲，或西倾鼻状构造，其下则为明显的圈闭构造，各层构造要素亦不相同（表 2-11-4），明显地表现出同生特征。构造定型期为嫩江组沉积末期。

表 2-11-4 扶余Ⅲ号构造要素表

层 段	平 面 构造形态	轴 向	最浅埋深 (海拔,m)	闭合度 (m)	面积 (km^2)	翼部倾角			
						东	西	南	北
泉三段	多高点穹隆背斜	东西向宽 南北稍窄	-210	140	120	3°	4°	2°	6°
泉四段	多高点穹隆背斜	东西向宽 南北稍窄	-140	140	120	2°30′	3°	2°	6°
青一段	多高点穹隆背斜	东西向宽 南北稍窄	-100	120	120	2°	3°	2°	5°
青二段	多高点穹隆背斜①	东西向宽 南北稍窄	-50	80	120	2°	2°30′	1°	3°
姚家组	多高点穹隆背斜	北西	-30	70	100	1°	2°	2°	3°
嫩一段	多高点穹隆背斜	北西	+20	60	90	1°	2°	2°	3°

①扶余镇高点为长鼻状。

从勘探的主体——泉头组的顶面（即扶余油层顶面）构造形态看，是一个轴向不明显的受断裂控制的多高点穹隆背斜，总体形态东高西低，最高点在东二区，海拔−130 米（图 2−11−1）。基底是一个古隆起，埋藏深度 1600～2000 米之间。构造内部地层倾角平缓，一般为 1～4°，断层附近最大可达 7°。−280 米构造等高线圈闭，闭合差 140 米，面积 120 平方公里。构造范围内发育有土城子北、土城子、八家子北、八家子、扶余镇、罗斯屯、四家子、雅达红、后达屯、夜来陶树和代家洼子等 11 个圈闭的局部高点，闭合面积最大的是八家子高点（5.8 平方公里），最小的是夜来陶树高点（2.0 平方公里）。面积一般在 2.5～2.8 平方公里左右，各高点构造要素见表 2−11−5。这些高点多呈半圆、半椭圆或椭圆形。轴向以南北向和北北西向为主。多数高点被断层切割，不完整。11 个高点按北北西方向组成四排，排间被地堑式向斜分隔。

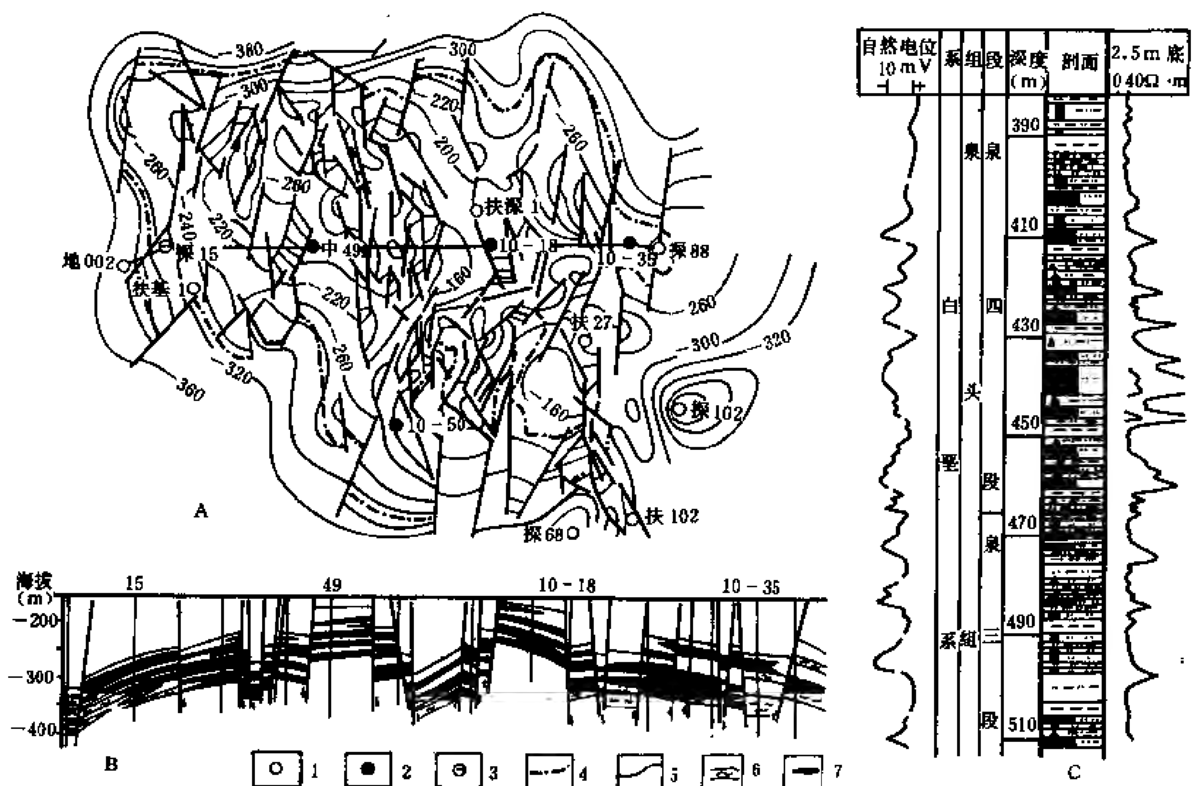


图 2−11−1　扶余油田综合成果图

1—探井；2—油井；3—注水井；4—油水边界线；5—泉头组顶面构造等值线（米）6—水层；7—油层

现归纳扶余Ⅲ号构造特征如下：

1）扶余Ⅲ号构造是由 11 个高点组成的轴向东西、形态不规则的穹隆背斜。

2）构造上的高点与"向斜"是阶梯状分布的断层所致。高点呈串珠状排列成 4 行。高点顶部平缓，翼部变陡，剖面呈箱状。

3）高点面积大小不等，多被断层切割，不完整。

构造纵向特征为：

1）从泉四段到嫩一段，形态由显到隐、幅度由大变小（由 140 米变为 60 米）。

2）构造高点的个数由下而上减少，泉头组 11 个，嫩江组 6 个。

表 2-11-5　扶余Ⅲ号构造各高点要素表

高点名称	形状	轴向	最高海拔 (m)	闭合差 (m)	闭合面积 (km^2)	倾　角
土城子北高点	椭圆形	SN	−220	40	2.5	翼部约 3°
土城子高点	半椭圆形	SN	−180	50	2.9	南翼约 3°，北翼约 6°
八家子北高点	椭圆形	NNW	−170	60	2.9	东北翼约 4°，西南翼约 3°
八家子高点	似肾状	SN	−150	90	5.8	南翼 4°，东翼 7°
扶余镇高点	半长圆形	SN	−180	60	2.8	西翼 3～7°
罗斯屯高点	椭圆形	NW	−160	30	2.2	北、西南翼 6°
四家子高点	半圆形	NNW	−140	40	2.4	南翼 3°，顶部约 1°
雅达红高点	椭圆形	SN	−160			东西翼 4°
后达屯高点	半椭圆形	SN	−250			东翼 1～2°
戴家洼子高点	椭圆形	SN	−240	20	5.2	1～2°
夜来陶树高点	半椭圆形	SN	−180	40	2.0	4°

3）构造平缓，翼部倾角随深度加增而加大。

4）各层构造高点吻合（消失者除外），惟雅达红、代家洼子高点在青山口组二段略有偏移。

扶余Ⅲ号构造断层发育，除构造北侧发育一条推测的侧翼断层外，在构造内部有北北东和北北西向两组断层，共 142 条，其中一部分将构造切成 14 个形状不规则的断块，组成小型地垒和地堑。断层性质全为正断层，断距 20～70 米，小于 30 米者居多，个别达 90 米。探 9 井断层倾角一般为 40～45°，断裂延伸长度 1～3 公里之间，个别大于 3 公里。断层的发育影响油田构造形态，而且切割油层，影响油水分布。上述断层以同生断层为主，主要发育在青山口组及姚家组沉积时期。因此，在纵向上的分布有下多上少的规律。

扶余Ⅲ号构造各层普遍存在裂缝，1981 年油田研究院在"扶余油田裂缝初步分析"报告中，将裂缝分为构造裂缝、沉积—构造裂缝和成岩裂缝三类。报告指出，构造裂缝的平面分布主要在断层附近或构造翼部倾角转折处；在纵向上主要发育在脆性岩石中。在非油层中以青山口组第一段、嫩江组第一段裂缝密度较大、尤其是青山口组底部密度可达 1.545～3.28 条／米，泉头组为 0.28～0.55 条／米。该类裂缝有剪性和张性两种成因。裂缝产状与地层面斜交者以共轭关系成对出现，两者交角近 90°，但发育不均衡。垂直层面者，裂面大体相互平行。

构造裂缝，以垂直层面为主，纵向分布以 4、7、9、11、12 等 5 个主力油层为最多，但疏密不均。构造裂缝在非油层和油层的分布状况见表 2-11-6、2-11-7。

沉积—构造裂缝主要分布于青山口组底部及泉头组顶部扶余油层的砂岩中。无论在纵向和横向上变化都较大（表 2-11-8）。

上述两类裂缝的群体分布方向近东西。它们的存在是套管变形，水窜的主要地质因素。

表 2-11-6　扶余油田非油层裂缝统计表

岩性 / 性质 / 条数 / 层位	灰色、灰黑色泥岩			灰绿色泥岩			紫红色泥岩			灰黄色泥岩			其他岩类			合计			裂缝性质		
	垂直	斜	合计	垂直	斜	合计	垂直	斜	合计	垂直	斜	合计	垂直	斜	合计	垂直	斜	合计	张开	闭合	线密度
嫩二段	32	5	37										1		1	33	5	38	38		0.74
嫩一段	11	11	22	1		1							1		1	13	11	24	23	1	1.06
姚家组				2	2	4	2	1	3				1		1	5	3	8	8		0.48
青三段	4	4	8	6		6	2	1	3	2		2				14	5	19	19		0.36
青一段	24	15	39	1	1	2				1		1	14		14	40	16	56	42	14	1.28
青山口组底部	254	182	443													254	182	436			2.45
泉四段				8	4	12										8	4	12			0.02
泉三段					2	2											2	4			
合　计	325	217	549	18	9	27	4	2	6	3		3	17		17	367	228	604			

表 2-11-7　扶余油田油层不同岩性、层位裂缝发育统计表

组段	小层号	砂、泥岩 垂	砂、泥岩 斜	砂、泥岩 水平	砂、泥岩 不规则	砂、泥岩 合计	砂岩 垂	砂岩 斜	砂岩 水平	砂岩 不规则	砂岩 合计	钙砂岩 垂	钙砂岩 斜	钙砂岩 水平	钙砂岩 不规则	钙砂岩 合计	合计 垂	合计 斜	合计 水平	合计 不规则	合计 合计	砂岩组(小层总数)
泉头组第四段	1	10	3	3		16	2	3			5	7				7	19	6	3		28	I (121)
	2	10				10	2		9	1	12	1	2			3	13	2	9	1	25	
	3	3	1	1		5	5	1	5		11	3			1	4	11	2	6	1	20	
	4	3	1	4		8	2	5	23	4	34	5		1		6	10	6	28	4	48	
	5		2	4		6	2		3	2							2	2	7	2	13	II (96)
	6			5		5	6	2	3		11	8		1		5	18	2	9		29	
	7	3		19		22	5	1	2	9	17	19				19	27	1	21	9	58	
	8							3			3							3			3	III (96)
	9	4		4		8	1		12		13	4				4	9		16		25	
	10			5		5	18		10	14	42	10	11			21	28	11	15	14	68	
	11						4	3			7	12	6	2	4	24	16	9	2	4	31	IV (102)
	12		1	1		2	8	2	4	3	17	16	34			50	24	37	5	3	69	
	13											2				2	2				2	
	合计	33	8	46		87	55	20	71	33	172	87	53	4	5	149	175	81	121	38	415	415
泉头组第三段		5	3			8	5	11	1		17	20	2	14		36	30	18	15	2	65	
总计		38	11	46		95	60	31	72	33	189	107	55	18	5	185	205	99	136	40	480	415

表 2-11-8　扶余油田泉四段裂缝数据表

井　　号	深　　度　　(m)	岩　　性	裂缝密度(条／m)
东 9-27	465.74～466.54	褐色细粒油砂岩	18.75
东 46-19	323.24～363.89		1.03
检 7	380.89～381.79		44
检 7	392.15～392.65		76
检 7	394.29～394.46		58.8
检 12	387.80～388.80	棕色粉细粒油浸砂岩	100

四、储集层特征

（一）油层

扶余油层埋深 300～500 米，含油段厚度 70～90 米，砂岩厚度 30～60 米，有效厚度 6～18 米，平均为 10.3 米。油层的基本特征是，层数多，易于识别，分布稳定，物性差异大。

含油层的基本岩性是细砂岩（个别的为中砂岩)。纵向上表现为明显的 4 个正韵律。即由上而下岩性按灰绿、紫红色泥岩→灰、灰绿色泥质粉砂岩→粉砂岩→细砂岩→0.2～0.5 米厚的钙质砂岩（完成一个韵律）的渐变顺序反复出现 4 次。每个韵律厚度约为 15～20 米，其间的泥岩一般均超过 2 米。

油层的正韵律性在电测曲线上，表现出清楚的 4 组较集中的尖峰。

在覆盖油层的青山口组第一段底部，有大面积的分布稳定的菱铁矿、劣质油页岩薄层。在 2.5 米底部梯度视电阻率曲线上，出现 3 个等间距的稳定的小尖峰。这是油层对比的标志，在它的控制下，油层小层对比十分方便。但是扶余油层底部没有稳定的标志层，在岩性变化较大的地区对比精度会受到影响。

（二）层组划分

在 4 个韵律层的基础上，根据泥岩或低渗透性砂岩的分隔情况，将扶余油层分为 4 个砂岩组、13 个小层如表 2-11-9，扶余组共含 152 个油砂体，最大面积达 4.66 平方公里。

表 2-11-9　扶余油层砂组划分表

名称 / 划分结果 / 油层组	韵　律　顺　序	砂　岩　组	小　　层
扶余油层组		顶部	1
	Ⅰ	Ⅰ	2、3、4
	Ⅱ	Ⅱ	5、6、7
	Ⅲ	Ⅲ	8、9、10
	Ⅳ	Ⅳ	11、12、13

（三）储集层物性

扶余油层各组物性不同，渗透率最高的是西4区5号小层4号油砂体，为652×10^{-3}二次方微米。油层有效厚度6～8米，平均为10.3米，孔隙度一般为22～26%，空气渗透率100×10^{-3}～300×10^{-3}二次方微米，平均为180×10^{-3}二次方微米，东高西低。油层亲水，而且裂缝发育。

虽然油层分布稳定，但其物性变化无论在纵向上或是在平面上均很明显。例如，检9井的11+12号小层，其渗透率为40×10^{-3}二次方微米，而该井的3+4及9+10号小层，则为30×10^{-3}～60×10^{-3}二次方微米；在平面上，检8井的11+12号小层的渗透率却变化在51×10^{-3}和404×10^{-3}二次方微米之间，与检9井同层相比数据明显不同。

扶余油层原始地层压力为44.6×10^{5}帕，饱和压力为36.5×10^{5}帕，地层温度为30～35℃。

关于扶余油田油藏类型，早期的研究均认为是穹隆构造油藏。近年来有人认为属于层状构造裂缝砂岩油藏❶，这个分类主要强调了油层分布稳定和裂缝发育的含油特征。

五、油、气、水性质及其分布规律

（一）原油性质

地面原油呈褐色，具有相对密度大、粘度高、凝固点高、含蜡量高的特点，而且在平面上和纵向上都有明显的变化。

原油平均相对密度为0.868，粘度一般为19～31毫帕秒，凝固点为17～21℃，含蜡量为18～23%，含硫量变化较大，为0.05～0.17%。大体以海拔-290米为界，以上相对密度为0.865，以下增至0.88。此界上下的粘度数据分别为16～22.9毫帕秒和31.5毫帕秒。原油性质在纯油区和过渡带的差异更为明显，相对密度由0.865增至0.89～0.90，粘度增至30～40毫帕秒，东区边部如2-28、10-14、64-17等井一带，粘度高达90毫帕秒。

原油性质随开采程度的提高而变化。据中一区110口井的油样分析，粘度、凝固点逐年均有升高（表2-11-10）。

表2-11-10 扶余油田原油性质历年数据表

年份 项目	1966	1969	1972	1974	1978
相对密度	0.859	0.86	0.862	0.867	0.868
粘　度(mPa·s)	16.7	16.4	16.7	20.4	22.7
凝固点(℃)	14.7	15.3	16.0	17.0	18.1

据室内配制高压物性样品初步研究，目前各开发区地下原油粘度均有提高，特别是东区，高达51.6～64.7毫帕秒。

地下原油粘度为21～24毫帕秒，原始油气比为17～21米³／吨。体积系数为1.045～1.065。原油脱气后的性质见表2-11-11、2-11-12。

❶陈炎珍，1984，"中国油气田图册说明书"（油气田描述）。

表 2-11-11　原油脱气后的性质表

项目 \ 脱气压力($\times 10^5$Pa)	37.5	30	25	20	15	10
相对密度	0.831	0.837	0.840	0.842	0.843	0.846
粘　度 (mPa·s)	26.8	27.8	29.8	31.1	33.4	36.2
溶解气 (m^3/m^3)	14.8	12.6	10.4	8.7	6.8	4.9

表 2-11-12　原高压物性数据表

地区 \ 项目	相对密度	溶解气 (m^3/m^3)	地下粘度 (mPa·s)
中　区	0.864～0.871	5.0～11.2	34.5～47.3
东　区	0.874～0.896	5.2～9.0	51.6～64.7
西　区	0.866～0.881	4.6～9.7	41.5～46.8

(二) 油田水性质

扶余油田水，无色无嗅，透明，具咸味，矿化度为4000～6000毫克／升，油田东部和油田边缘总矿化度升高，可达10000毫克／升左右。油田水型属重碳酸氢钠型（按苏林分类)，如表2-11-13。

表 2-11-13　扶余油田水性质表

采样地点 \ 项目		K^++Na^+ (mg／l)	阴离子含量 (mg／l)			总矿化度 (mg／l)	水　型
			Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-		
油田水	探 11	1704.7	2369.3	4.8	414.8	4554.9	$NaHCO_3$
	扶 38		2312.3	90.5	284.9	3434.5	$NaHCO_3$
	探 32	1749.1	2493.6	13.3	445.8	4760.4	$NaHCO_3$
	扶 48	2400.1	2133.6			6655.7	$NaHCO_3$
	探 2	3120.7	2682.1	4.9	3846.1	9699.6	$NaHCO_3$
地面水	松花江水	6.4	6.16	5.36	58.5	103.86	Na_2SO_4
	党校井水	31.0	274.2	62.5	623.9	1486.35	$CaCl_2$
	化验室井水	31.7	15.4	3.57	337.9	496.96	$NaHCO_3$
	食品厂井水	59.8	116 5	17.0	428.9	793.11	$MgCl_2$

（三）天然气性质

扶余油田的天然气，全部为溶解气，其相对密度为0.61～0.68，主要成分为甲烷，含量达94～96%。

（四）油气分布规律

据1973年"扶余油田地质特征（调整方案附件之五）"结合近几年的积累资料，可以认为扶余油田原油分布有以下规律：

1）含油面积大。已计算地质储量的面积达数10平方公里，其中第Ⅰ砂岩组最大，第Ⅱ～Ⅳ组内含油边界逐渐向内缩小。油田西部纯含油区面积大，油水过渡带面积小。

整个油田中油水过渡带面积占含油面积的62.2%，储量占44.5%。而东部则相反，除罗斯屯、四家子一带纯含油区连片以外，仅探59、探54和东4–22井区有面积不大的、孤立的纯含油区，其余都是油水过渡带。

2）受构造控制明显。含油边界与构造等高线基本平行。在构造高点部位整个储油层均含油，油层厚度亦大。如土城子高点、八家子高点、罗斯屯高点、四家子高点等，其泉四段和泉三段顶部的储油层都含油；处在小向斜部位的储油层则只有部分含油，如西三小向斜的扶41井的第Ⅲ～Ⅳ砂组、中二小向斜的9–2、7–8等井的第Ⅱ～Ⅳ砂组分别出现油水同层区。

3）重力分异作用显著。整个储油层段垂向上油水分布受重力分异作用的控制，由上而下依次为纯含油段、油水同层段、纯水段。在构造顶部没有气顶，油田中、西区油水底界一般为海拔–320米，近乎同一水平面。东一、二、三区处于断块高部位地区，纯油底界相应抬高到海拔–250米；东四、五、六区有所下降，纯油底界–310米。

4）东区油水分布情况比较复杂。综合岩芯、电测、试油资料，其油水分布有以下特点：①纯油底界抬高，东一、二、三区纯油水底界抬升高度与断裂断距的大小相当。②油层中夹水层，水层中夹油层。如东一区9–4井，井深446.0～441.4米产油，不产水；402.6～399.0米油水同产；387米以上为油层。东二、三区亦有此混合交叉现象。③顶部出现水层。雅达红地区东40–9断层、东46–20断层和11–28断层之间地带，电测资料表明第Ⅰ砂岩组为水层，并为东38–12井Ⅰ组试油所证实，而第Ⅱ～Ⅲ砂岩组是油层。顶部水层的出现导致平面上第Ⅰ组含油边界线与第Ⅱ～Ⅳ组含油边界线交叉，并切割构造等高线。④各组含油边界线交叉。

六、开发简况

扶余油田的开发特点是边勘探边开发，目前勘探工作基本结束。1973年起，将油田划分为3个大区14个小区进行开发和管理（图2–11–2）。其开发简历如下：

1）1959年9月28日，在扶27井首获工业油流。

2）1960年，在中一区北部开辟300米井距的溶解气驱的生产试验区，面积3.6平方公里，为油田全面开发提供实践依据。

3）1964年，进行加砂压裂和四点法面积注水实验。

4）1965年，基本完成实验任务，并在1级储量（即现在的可采储量）面积内（主要是纯油区）布置了600米基础井网。

5）1966年，在罗斯屯高点开展火烧油层实验。9月25日，用813–V型汽油点火器点燃了扶余组第Ⅰ砂岩组的3+4小层，该层埋深328～337米，持续试验8个月。产量增长2.3倍，采收率和开采速度分别达到52.3%和40.3%，后因成本高，设备不佳而停止。

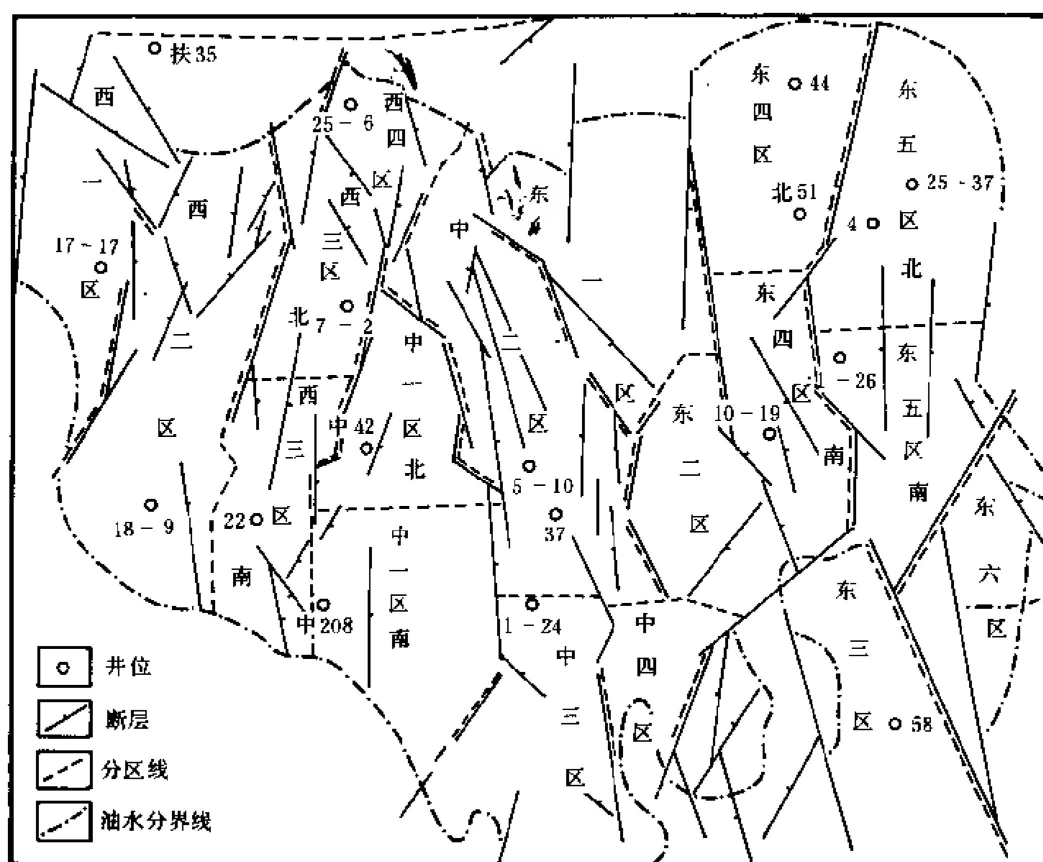


图 2-11-2 扶余油田开发分区图

表 2-11-14 扶余油田采油数据年表①

年度＼项目	原油递增量（%）	注水变化量（%）	原油含水变化量（%）
1970	100	100	100
1971	35.12	−0.3497	0.50
1972	10.88	−0.0717	−0.125
1973	5.53	3.0305	0.2238
1974	−13.53	4.4539	1.5875
1975	−3.81	1.5569	0.7218
1976	10.45	0.1104	0.2991
1977	7.96	0.1004	0.1597
1978	14.8	0.1377	0.2174
1979	−6.36	0.5468	0.2690
1980	−11.21	−0.1045	−0.2552
1981	−19.38	−0.1990	0.5642
1982	6.36	−0.1145	−0.0669
1983	37.58	0.1002	0.0552
1984	0.50	0.0644	0.1225
1985	−2.0	8.8	10.0
1986	−0.12	12.6	4.2
1987	−0.64	11.7	2.4
1988	−6.3	8.7	2.0

①均以 1970 年的数据为 100%统计.

6）1970 年，以溶解气驱方式全面加密井网投入开发，用正三角形井网，150×200 米井距一套系统开发，全部抽油生产。同时，在西三北区开展九点法单层注水实验。

7）1973 年，开始全面转入注水开发，注水方式主要以反九点法面积注水及夹三排行列注水，注水井沿东西方向布置，按 4 个砂岩组分层注水。

8）从 1979 年起，针对油田注水开发中出现的注人水上窜而引起大批注水井套管变形及水驱动用程度低等问题，开展了下列重大实验及研究，作为新油田开发方案的设计依据：①扶余油田的分布及对注水开发的影响。②油水井套变原因分析及综合防治实验。③线状注水试验。④钻 8 口密闭取芯井，研究剩余油分布规律。

9）1982 年，全面进行以提高水驱动用程度为中心，以井况调整、注水方式调整为主要内容的油田开发调整。

从 1982 年起到 1984 年，共钻井 676 口，用一批新的油水井代替已经套变的油水井。挖掘未动用油层的潜力。同时，将注水方式调整为线状注水，收到了良好的效果。但自 1984 年以后，年原油产量开始出现不同程度的下降，而含水量在逐年增高（表 2-11-14）。

第二节 新立油田

一、概况

新立油田位于吉林省前郭尔罗斯县（简称前郭县）新庙乡北部。地势平坦，东岗西洼，油田西部的查干泡终年不涸，地面海拔 130 米左右，在雨季，部分地段积水成泽。油田北部有长（春）—白（城）铁路和公路通过，交通便利，惟低洼处春季翻浆、雨季泥泞，使交通受阻。

新立油田构造位于扶余—新立背斜带西端的新立构造。该构造在普查阶段曾由地质部二普命名为“波拉台构造”，石油部系统称之为“四克吉构造”，1973 年改称现名。含油区划分属中部油气区扶余—新立下部组合含油气聚集带。产油层位是扶杨油层和葡萄花油层，其储量及产量均居全省第二位。

截止 1984 年底，新立地区经历了地面地质概查、航磁、重力、磁、电法等地球物理普查工作，全油田已完成详探，进入全面开发阶段。

新立油田目前开采层位是扶余和杨大城子油层（简称扶、杨油层）。油藏埋藏深度为 1000～1800 米，含油层段近 300 米。

二、勘探简史

（一）普查阶段（1957～1962 年）

1957 年，地质部航测大队进行 1：100 万比例尺航磁测量，覆盖了本区。

1958 年，东北石油物探大队进行 CyⅢ线的电法剖面测量；同年，石油部进行重、磁力测量。上述物探发现本区重、磁、电场均有异常，解释为古地形隆起。

1958 年，在探区东部的木头构造地质概查中，建立了姚家组以上地层层序，并于该区的南 17 井发现含油砂岩。

1959 年 4 月，地质部松辽石油普查大队第二区队在本区进行地质概查，认为该构造“含油希望极大”。

同年 6 月，石油部松辽会战指挥部在构造南高点钻克 1 井，井深 1280.78 米钻达泉三段，揭穿扶余油层，共发现 59 处油气显示，在嫩二、三段，姚家组和青山口组均有分布。

1960年，地质部松辽石油普查大队在构造上所钻的吉1、2、3、12、13、14、15、16等浅孔中，亦见上述层位的油气显示。

1960年2月，地质部松辽石油普查大队五区队在本区进行构造详查，用浅钻剖面建立本区泉头组以上地层层序，并作出嫩三段顶面构造图，以海拔-275米等深线圈闭面积167平方公里，闭合高度130米，定名波拉台构造。同年，构造上施测的两条地震剖面初步说明"深浅层构造基本吻合"，意为深部尚有构造显示。

同年，在构造上的吉13井黑帝庙油层试油获1～2吨／日的工业油流（当时名为波拉台油层），并在吉15、查1井的高台子油层、扶余油层、杨大城子油层及14井的黑帝庙油层见油气显示。

上述资料详载于地质部松辽石油普查勘探大队1960年10月的"吉林省查干诺尔地区构造详查报告"，报告中称"波拉台构造隆起幅度大，面积大，…a、b、c、d组均已证实含油，且在波拉台油层中获得了工业油流…。其油层岩性条件好……，是大有可为的浅油层。"并且认为，扶余油组在查干诺尔构造群上仍然是比较有希望的目的层。而萨尔图、葡萄花油层主要受岩性控制，与构造关系不大。

1961年11月～1962年5月，石油部松辽盆地会战指挥部组织松辽盆地连网地震，在该区复查并证实了新立构造的存在。复查T_{04}（嫩江组三段顶面）构造闭合面积为210平方公里，闭合高度190米。至此，新立浅层构造及其含油性质基本明确，普查及构造详测工作基本结束。

1963～1972年停止勘探。1973年以后，该区勘探工作全部由吉林油田承担，工作目标主要集中在中、下部油层的预探和详探。

（二）详探阶段（1973～1982年）

该阶段动用地震1次覆盖548.25公里，6次覆盖563.25公里，12次覆盖281.00公里，共钻探井92口，总进尺138248.14米，试油68口井，获工业油流40口，获少量油流井13口。

1973年，通过地震基本查明中、下层（T_1、T_2和T_3）构造层的形态及规模。同年，于新103井扶余油层获工业油流。

1974年，在新101井扶余、杨大城子油层首获工业油流，相继在新108井、新107井扶余油层获工业油流和低产油流。扶杨油层的含油前景得以肯定。次年，在新105井葡萄花油层首获工业油流。

1976～1978年（其中1977～1978两年未进行钻探），以钻探为主，落实构造要素，控制含油面积为50.82平方公里。

1979～1980年，进一步落实中、下层构造，在油田东部开辟生产实验区，进行外围扩边。

1981～1982年，重新圈定新立中、下层构造，在中、上部含油组合普遍见油气显示。新155井葡萄花油层获工业油流，开辟了裂缝含油的新领域。当年新增224井勘探区块，扩大扶余油层的含油面积。

（三）油田扩建及开发阶段（1983～1984年）

新增了新228、229区块扶余油层的含油面积，控制了新立地区新150井区和新301—新182井区的葡萄花油层含油面积。有关各阶段的投人工作量见表2-11-15、2-11-16和2-11-17。1982年以前新立构造T_3以上各界面构造要素见表2-11-18。

表 2-11-15 新立油田中、下部组合历年钻井统计汇总表

年度	钻 井 井 号	井数(口)	进尺(m)
1960	吉 2、14、15、、查 1	4	4285.62
1973	新 103	1	1363.35
1974	新 101、104、106、107、108、115、121、161、 木 17、209、210、225	12	17093.58
1975	新 105、109²、110、111、114、117、119、123、136、138、139、140、142、147、 新 149、150、152、155、165、169、178、182、185、193²、198、 木 211、234、242	28	41272.64
1976	新 122、133、135、151	4	4910.45
1979	新 141、143、146、203	4	5446.34
1980	新 134、137、145、171、202、207、208、209、211、213	10	13864.71
1981	新 201、204、205、212、214、215、216、217、218、301、302、303、304、305 木 208	15	19384.87
1982	新 172、219、220、221、222、223、224、225、227、228、229、230、231、232、 233、237、306、307、308、309、310、木 204、206	23	34912.2
1983	新 234、235、236、238、239	5	9261.47
1984	新 124、125、126	3	4385.0
合计		104	156180.23

表 2-11-16 新立油田历年地震工作量汇总表

年 度	1 次 (km)	6 次 (km)	12 次 (km)	合计 (km)
1961 冬～1962 春	260.25			260.25
1972～1973	119.10			119.10
1973～1974	168.90			168.90
1975～1976		29.85		29.85
1976～1977		154.10		154.10
1979～1980		90.50	18.35	108.85
1980～1981			74.15	74.15
1981～1982		228.90	188.60	417.50
1982～1983		177.30	262.10	439.40
总 计	548.25	680.65	543.20	1772.10

表 2-11-17　新立油田历年试油情况汇总表

年份	试油井号	工业油流井	少量油流井	压裂井
1960	查 1			
1973	新 103	新 103		
1974	新 103、101、104、107、108、115、121	新 101、108	新 107	新 101、103
1975	新 104、105、106、115、150、165、182，木 17、210、225	新 105、150、182、木 17、210	新 115、165	新 105、182
1978	新 107、108、115、138、139、140、169，吉 1-10，木 17	新 107、115、139、140、169		新 107、115、140、169，木 17
1979	新 111、122、133、135、136、138、139、141、147、149、152、161、178、193^2、198、203、$8-3^2$，吉 3-10	新 111、122、133、141、149、152、193^2，吉 3-10	新 138、147、161、198、203	新 122、133、139、140、198，吉 3-10
1980	新 117、119、123、135、137、142、143、155、171、193^2、203、208、209、213、8-3，吉 4-12	新 119、135、137、155、203、209、吉 4-12	新 142	新 123、135、152、155、193^2、203、209
1981	新 110、119、136、137、145、171、208、211、212、213、215、301、302、4-2、6-2、8-1、8-2、$8-3^2$、10-1、10-2、10-3、12-1、14-1，吉 4-6、4-12，木 209、211、234、242	新 145、211、212、301、$8-3^2$、12-1、吉 4-6	新 136、208、6-2、木 242	新 136、137、208、211、212、301、$8-3^2$、12-1，吉 4-6
1982	新 109^2、171、185、201、204、205、214、215、216、217、218、222、223、224、225、229、237、305、14-1，木 204、208、209	新 204、205、214、215、218、305	新 171、224、14-1	新 204、215、217、171、305、14-1
1983	新 134、172、201、219、220、222、223、225、227、228、229、230、231、232、236、237、238、306、307、309，吉 8-14、10-18、10-22	新 172、201、222、227、134、228、229、232、306，吉 8-14、10-18	新 223、225、230、231、238、307、309，吉 10-22	新 201、222、223、225、227、229、230、231、232、238，吉 10-18
1984	新 185、202、223、234、239，木 204，吉 3-9、4-13、5-13、8-16、14-16	新 239，木 204，吉 3-9	新 185、202，吉 5-13	新 223、239，木 204
总计（口）	103	55	24	50

表 2-11-18　新立构造 T_3 以上各界面构造要素变动表

年份	层位	闭合面积 (km^2)	闭合幅度 (m)	轴向	轴长 长×短 (km×km)	倾角 西	倾角 东	构造形态	高点海拔 (m)	高点位置	可靠程度	资料来源
1960	$K_{S1}d_3$ 顶	350	270	NE—SW 20°		两翼对称 2~3°		鞋底状				地质部第二石油普查勘探大队
1962	T_{04}	210	190	NE—SW 30°	24.5×11.5	2°	1°8′	长轴				松辽石油会战指挥部地调处成果
1977	T_{04}	210	190	NE—SW 30°	24.5×11.5	2°	1°8′				1962 年旧资料	
	T_1	190	185	NE—SW 30°	18×9	3°	2°5′					地质指挥部勘探室成果
	T_2	94	220	NE—SW 30°	19×9.5	3°	5°		−880			
	T_3	S:56 N:13	S:420 N:80	NE—SW 30°	19.5×9.5	30°30′	5°5′		−1980 −2220			
1979~1980	T_1	66.5	170	NE—SW 36°	13.5×6.7			短轴背斜	−330	3500 / X_1	可靠	地调成果
	T_2	51.5	180	NE—SW 34°	11.3×6.3			穹隆	−870	146.800 / 287	可靠	
	T_3	321	200	NE—SW 34°	9.5×5			穹隆	−1800	2000 / X_7	较可靠	
1981~1982	T_1	141.0	200	NE—SW 36°	18×11			穹隆	−350	3500 / X_1	可靠	
	T_2	38.0	130	NE—SW 34°	9×4.9			短轴背斜	−870	146.800 / 287	可靠	
	T_3	30.5	200	NE—SW 34°	99×5			短轴背斜	−1800	2000 / X_7	可靠	

从详探阶段开始，较系统的研究工作亦相继展开，共累积专题报告 20 余份，可供查阅。

三、油田地质特征

(一) 地层简述

新立地区极少数探井钻达泉二段。泉二段以上至嫩江组四段基本上为连续沉积。其上有第三系和第四系，各系均呈不整合接触（图 2-11-3）。泉二段以下直到基岩，主要靠地震及邻区资料推测。资料表明，该区基岩为海西期花岗岩，其上依次有侏罗系上统的断陷式沉积和登娄库组地层向东超覆，至扶余地区尖灭。

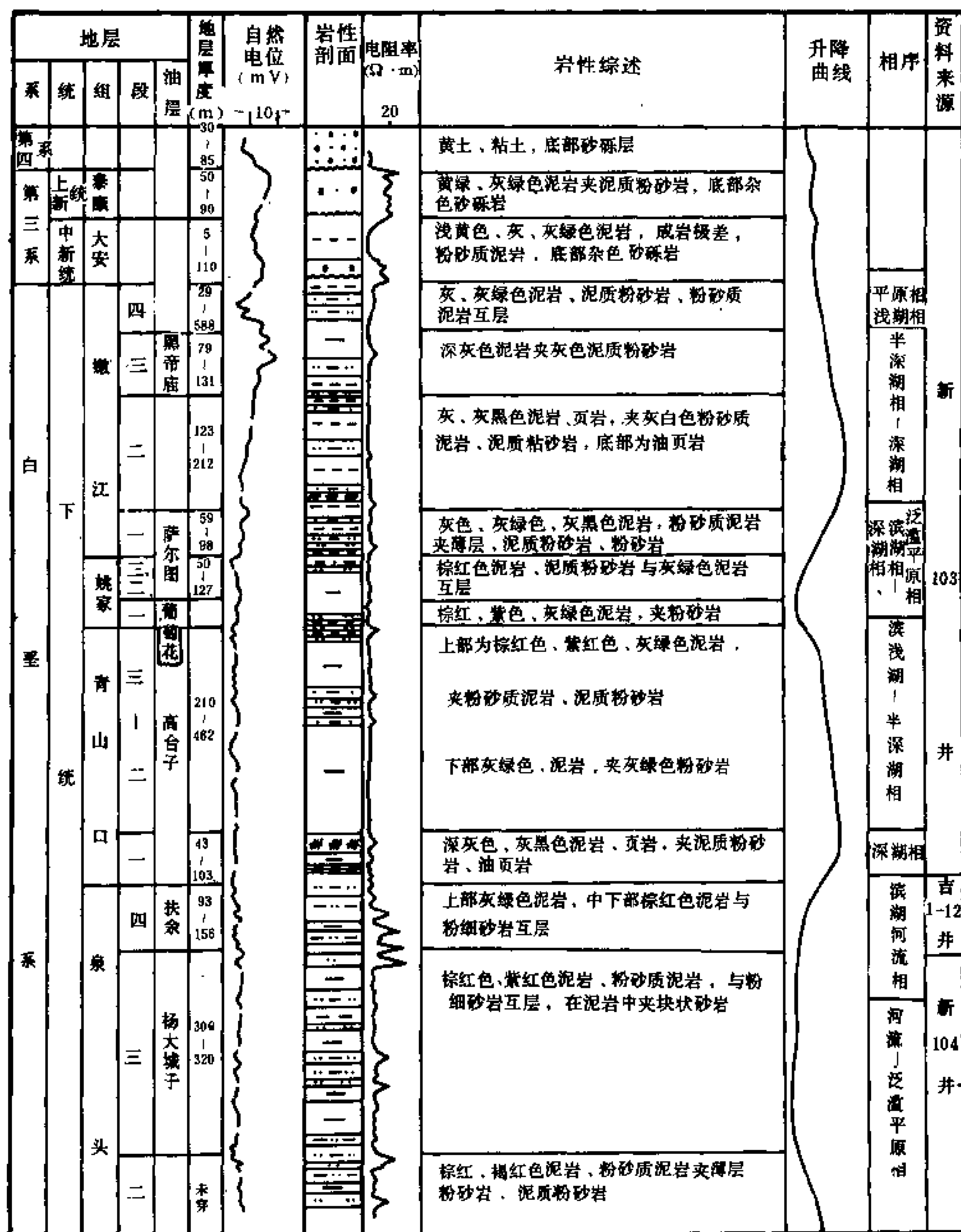


图 2-11-3　新立地区地层综合柱状图

由于嫩江期末和明水期末两次区域性构造运动，使该区抬升，不仅缺失上白垩统四方台组和明水组沉积，而且下白垩统嫩江组第五段剥蚀殆尽，嫩江组第四段也遭受不同程度的剥蚀。

现有地层厚度分布趋势由东向西加厚，岩性随沉积环境而异。

（二）构造特征

新立构造位于扶余—新立构造带西端。该构造带向西倾没于长岭和古龙两凹陷之间。基底为一西倾断鼻，顶面埋深分别约 5000 米和 7000 米。表面（T_{04}、T_1、T_2、T_3）构造基本上为一穹隆状隆起（图 2-11-4、2-11-5）。但各层的具体形态及产状要素不甚一致（表 2-11-19），构造圈闭面积上大下小。构造以多断裂、多裂缝为主要特征。两者对油气藏的形成或破坏及油气运移有重要影响。据研究，构造形成于盆地内安广—青山口古隆起之上，最后定型于白垩纪末。

表 2-11-19 新立构造要素表

要素 构造层	圈闭线海拔(m)	面积(km^2)	闭合度(m)	倾角		长轴(km)	短轴(km)	构造类型	资料来源
				东翼	西翼				
T_{04}	−250	210	190	2°	1°48′	24.5	11.5	长轴	地震
T_1	−600	162	207	2°	2°	16	11	穹隆	钻井
T_2	−1000	52.5	135	2°	2°30′	12	6	穹隆	钻井
T_3	−2050	60	187	3°30′	4°31′	12.7	5.5	短轴	地震

1.泉四段顶面构造特征

泉四段顶面为穹隆状背斜，顶部平缓，轴向近东西，但构造西端明显向南偏转，整体略呈北凸的弓形，见图 2-11-4。北翼倾角 2°，南翼 2.5°。构造长轴 12 公里，短轴 6 公里，高点在北部新 221 井为−865 米。断层发育，使构造由西向东作阶状降落，整体形状复杂化。构造东端的新 215 井—新 145 井大断裂与−1000 米等深线构成新立构造圈闭，面积 52.5 平方公里，幅度 135 米。

2.姚家组顶面构造特征

姚家组顶面构造形态为一穹隆背斜。以−600 米等深线圈闭，面积 162 平方公里，闭合度为 207 米。两翼倾角为 2°，构造长轴 16 公里，短轴 11 公里，轴向北东。

（三）新立构造断层特征

新立构造断层发育，尤以泉四段顶面为多，仅含油面积内，就有 15 条，参见图 2-11-4。在构造范围内，较大断层有 22 条（见表 2-11-20），断距一般为 20～30 米，最大断距为 80 米。长度一般 7 公里，最长达 10 公里以上。

1.形态特征

断层走向以北北东向为主，个别北西，两组共切构造轴部，西部断层以东倾为主，东部断层东、西倾相间，均为正断层。断层倾角一般在 45°左右。

2.分布特征

断层分布特点有二：①下多上少，据 1982 年统计的 70 个断点，主要发现于青二、三段地层之中，向上变少（表 2-11-21）。②断距下大上小，泉四段平均最大断距达 46 米，向上变小，至嫩四段沉积时期有所增大。

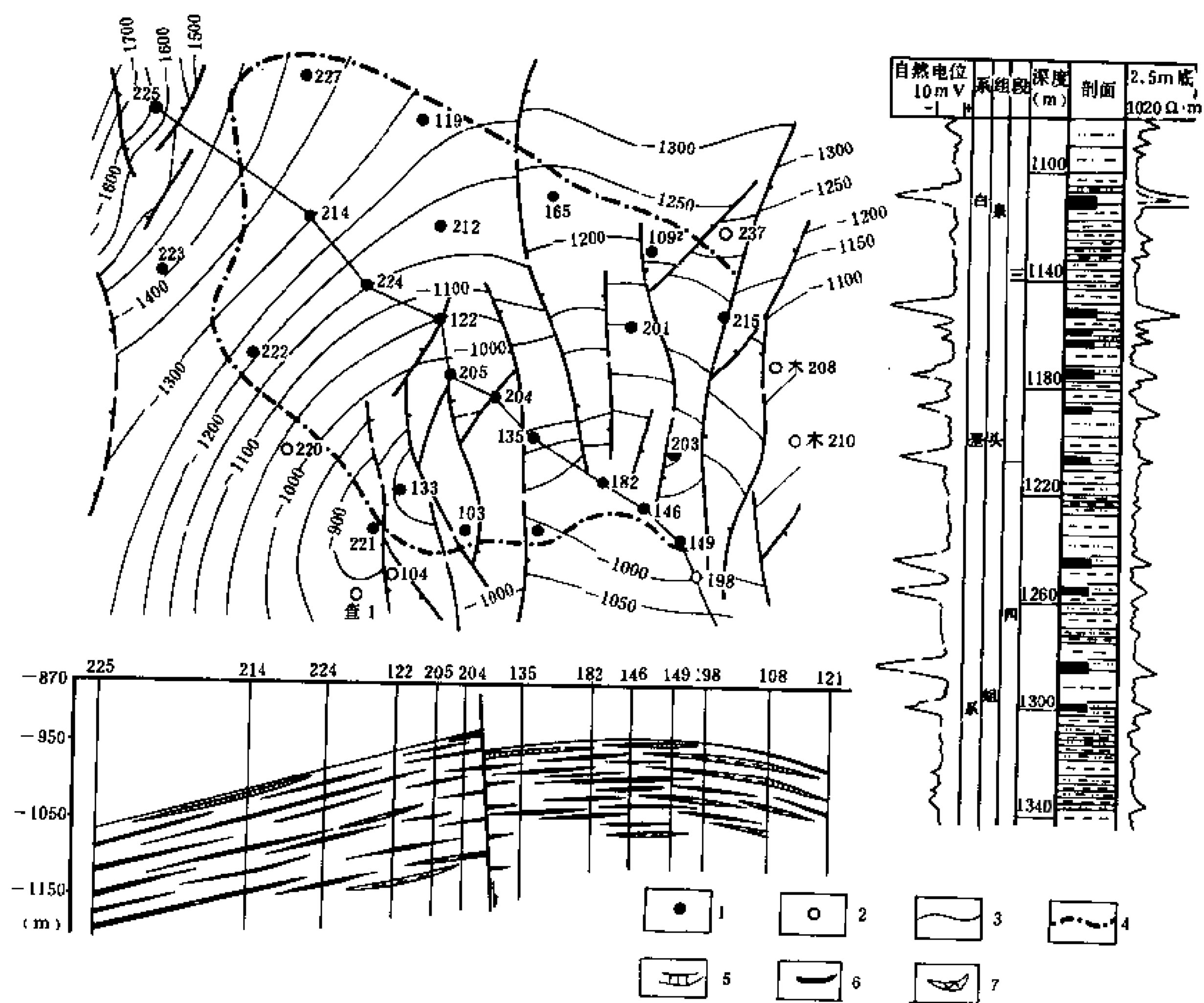


图 2-11-4　新立油田综合成果图

1—工业油流井；2—探井；3—泉头组顶面构造等值线（米）；4—油水边界线；5—干层；6—油层；7—水层

表 2-11-20 新立构造断层要素表

编号	走向	倾向	断距 (m)	延伸长度 (km)	发育时间	断开层位	倾角	资料来源
1	NNW	NEE	20～30	7.3	青山口期前	嫩江组以下	43°	查1、147、104
2	NNW	NEE	20～30	1.5	大安期前	嫩江组以下		152
3	NNW	NEE	16～43	8.2	大安期前	嫩江组以下		142、138、152、106
4	NNW	NEE	15～50	8.2	大安期前	嫩江组以下		122、103
5	NNW	NEE	14～90	11.5	青山口期前	嫩江组以下	40°～46°	104、139、115、209、135、169
6	NNW	NEE	16～27	6.2	青山口期前	青二、三以下		213、105
7	SN	W	4～24	5.0	青山口期前	青二、三以下	43°	178、6-6、4-6、4-4
8	NNE	SEE	9～23	4.0	青山口期前	嫩江组以下		3-16、146
9	NNW	NEE	9～28	7.0	青山口期前	嫩江组以下		149、107、101、新10-2
10	NNE	NWW	14～50	4.5	青山口期前	嫩江组以下	30°	木225、新12-1、新14-1
11	NNW	NEE	36	4.5	大安期前	嫩江组以下		木17
12	NE	NW	44	1.9	青山口期	青二、三以下		142
13	NE	NW	20～38	1.9	青山口期	青二、三以下		202、161
14	NE	NW		1.8	青山口期	青二、三以下		
15	NE	NW	34	1.8	青山口期	青二、三以下		213
16	SN	W	15	1.9	青山口期	青二、三以下		6-8
17	SN	W	4～24	3.0	青山口期	青二、三以下		3-10、2-12、1-10、6-12、1-8、4-10、4-12、2-10、2-12
18	NNE	NWW	40～41	3.2	青山口期	青二、三以下		145、107
19	NNW	NEE		1.1	大安期前	嫩江组以下		新10-1、8-1
20	NNW	NEE		2.2	大安期前	嫩江组以下		
21	NW	SW	28	2.8	大安期前	嫩江组以下		121
22	NW	SW		4.9	大安期前	嫩江组以下		

表 2-11-21 新立油田断层数据表

地层	泉四段	青一段	青二十三段	姚二十三段	嫩二段	嫩三段	嫩四段
断点数	11	9	25	3	11	9	2
平均断距(m)	46	22	24	21	13	12	31

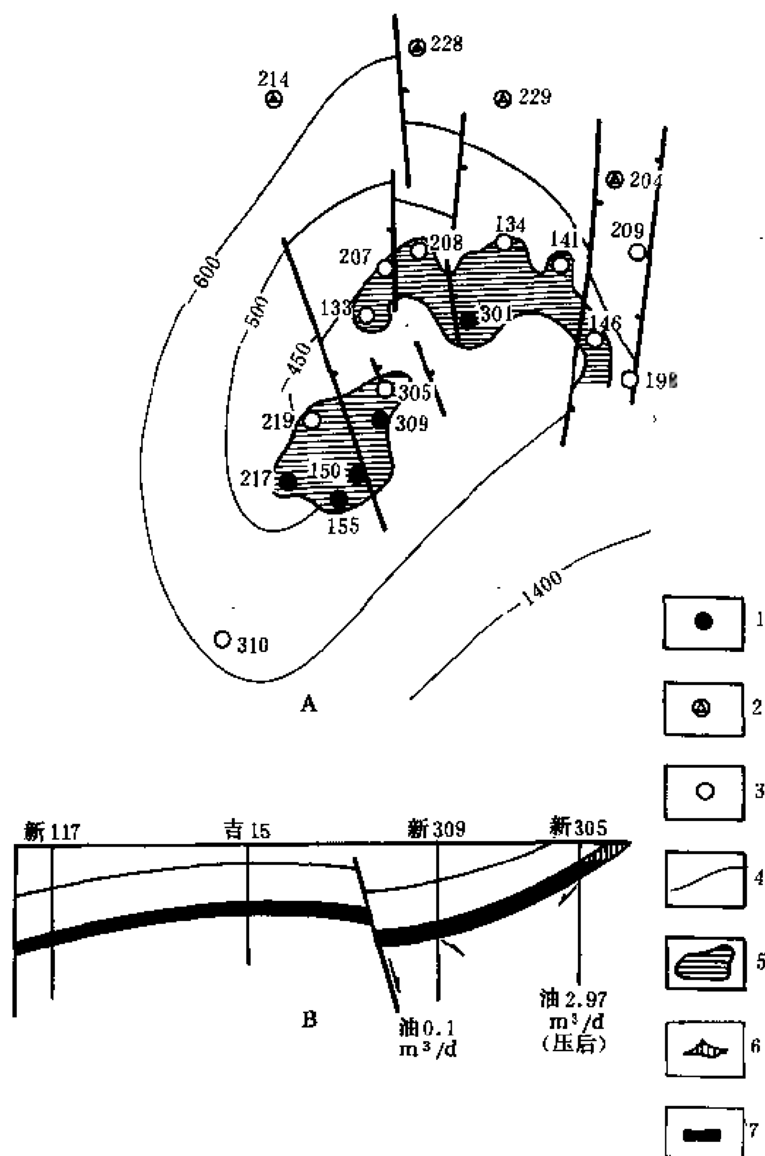


图 2-11-5 新立油田葡萄花油层勘探成果图

1—获工业油流井；2—获油气显示井；3—探井；4—姚家组顶面构造线（米）；5—含油面积；6—干层；7—油层

3.断层发育特征

多数断层具有同生性质，其活动结果，使下降盘地层加厚，上升盘岩性变粗，地层厚度变小。木225井断层北段的青二、三段地层在木209井（下降盘）厚度为315.5米，而在木201井（上升盘）则减薄为253.5米。在生产试验区，油层经详细对比亦发现有上述规律。另如，生产试验区的15号砂岩，仅在17号断层以西（上升盘）发育，越过东盘则尖灭。

该区断层分为三类：①泉头期—青山口期发育，而后停止活动的早期同生断层；②泉头期—青山口期发育，一度停歇，嫩江期后又复活的间歇性断层；③ 泉头期开始发育迄今，持续活动的继承性断层。同生断层对地层的沉积厚度及两盘岩性有明显的控制作用。而后两类断层主要是改变构造原始形态，并促使油水重新分布。

四、油层特征

新立油田从黑帝庙油层到扶、杨油层均具不同级别的含油显示。其中扶、杨油层已投入

开发；葡萄花油层已获工业油流，并求得地质储量；黑帝庙油层也已获得工业油流。其中研究最多的是扶、杨油层。

（一）扶、杨油层

1.岩性及沉积特征

扶、杨油层包括泉四段及泉三段上部层段。为一套河流相和河湖过渡相砂泥岩沉积，在河湖过渡带的背景上，形成多种类型的砂体，成为该区多套含油层系。泉三段和泉四段上部地层结构是由泥岩、砂岩组成 9 个沉积韵律。泥岩以棕红色为主，其次为灰绿色，常含钙质。砂岩为粉砂岩和细砂岩，具块状层理、微细波状交错层理和水平层理。其底部常有钙质层，下伏泥岩常有冲刷面。本层段化石稀少，岩性变化大。

扶、杨油层埋深 1000～1800 米，含油井段长约 150～170 米，砂岩和泥岩厚度比为 5～43%。

2.扶余和杨大城子油层油层的分布及砂体形态

1）油层层数少、油层薄，分布井段长，厚度变化大。一般单井可钻遇 5～7 层，单井有效厚度为 5～8 米，最厚达 34.4 米。

单层砂岩一般厚度为 2～5 米，有效厚度为 1～3 米，最大单层厚度为 11.2 米，有效厚度为 10.2 米。

油层厚度变化大，主要受砂岩发育程度控制，在 300 米井网区内，相邻井油层厚度减半的现象比比皆是。其变化之大可列吉林省各油田之首。

2）油砂体面积小，呈透镜状或条带状分布，主力油砂体相对稳定。

在实验区根据 300 米井网的钻探结果，共有 53 个砂体。控制 9 个以上砂体的探井仅 7 个，最多为 19 个（仅一口井）。53 个砂体中，有 29 个呈条带状分布，其中 18 个砂体呈北东向延伸。

由于砂体多呈透镜状和条带状，而且面积较小，加之断层切割，因而孔隙连通单元多而且面积小，每个单元控制的储量也有限。

3）砂岩组隔层分布稳定，且厚度较大。扶杨油层各砂组，小层间均分布有稳定的泥岩隔层。区内有 47 口井发现扶杨油层间泥岩隔层厚度大于 10 米，占总井数中的 80%，未见隔层的井数仅 1 口。

3.油层中构造裂缝普遍发育

新立油田宏观裂缝十分发育，这一现象在岩芯观察、钻井施工及矿场地球物理探测中均有发现。“裂缝最密处在 9.5 厘米直径的岩芯上，发育了 7 条近于平行的垂直同一层面的裂缝”，有的裂缝长达 2 米。和扶余构造一样，裂缝以青一段底和泉四段顶最为密集。为了避免裂缝在注水井中发生危害，吉林油田研究院于 1982～1983 年曾对之进行详细研究，已有初步成果可供参考。

新立油田裂缝按成因可分为构造和成岩两大类●（表 2－11－22）。

裂缝的特点有 4：①裂缝在岩层中成组出现，多数平行排列，将岩层切成片状。部分交叉呈“X”型；②延伸长度大，45%的裂缝长度大于 20 厘米；③开放性裂缝比例多达 16%；④有充填物的裂缝仅占总数的 19%。

前人主要研究了构造裂缝中的垂直裂缝和斜交裂缝的分布。而且研究对象主要集中在含

●张素华，1982，“新立油田裂缝研究”。

油层及其附近。这两种裂缝在纵向上的分布以青山口组底部密度最大，泉四段次之，泉三段最小。其密度分别为 0.48 条／米，0.27 条／米和 0.15 条／米。表 2-11-23、2-11-24、2-11-25、2-11-26 分别是裂缝密度与层位、岩性及构造部位之间的关系统计表，借以表明它们之间的内在联系及裂缝的分布规律。

表 2-11-22 新立油田裂缝分类及其特点表

裂缝成因类型		裂缝所在岩性	裂面与层面交角	裂面特征	裂缝内充填物	开启程度	裂缝性质
成岩裂缝		砂岩、过渡岩性	垂直、斜交	弯曲	上覆岩屑	闭、隐	原生
构造裂缝	压性裂缝	泥岩、砂岩	平行 0°～50°之间	波状弯曲成群出现	少填、无充填	紧闭	构造型
	剪裂缝	泥岩、砂岩	斜交	光滑有擦痕	方解石	隐	构造型
	张裂缝	砂岩	垂直	凸凹不平、粗糙	方解石、重质油	开	构造型

表 2-11-23 新立油田扶、杨油层裂缝密度与砂组关系统计表

井号 / 产状 / 条数 / 砂组	吉 1-12		吉 6-4		吉 6-16		新 143		新 145		新 147		新 2 193		新 198		新 207		新 211		新 213		合计		总计(条)	裂缝密度(条／m)
	⊥①	/②	⊥	/	⊥	/	⊥	/	⊥	/	⊥	—	⊥	/	⊥	/	⊥	/	⊥	/	⊥	/	⊥	/		
Ⅰ	5		9		7				1				2		1				5				30		30	0.63
Ⅱ	3		6		3						12	1	6		1						1		32	1	33	0.20
Ⅲ			12	2	8	1			1				2		1								24	3	27	0.30
Ⅳ			6	2	3				2		7	4	1				2		12		1		34	6	40	0.25
Ⅴ	1				5		3	1											2				11	4	15	0.16
Ⅵ	3		3		5														2				13		13	0.21
Ⅶ	10						1	3							5	1	2		1				19	4	23	0.03
Ⅷ							11																11		11	0.51
Ⅸ																	2						2		2	0.04
合计	22		36	4	31	1	15	4	4	19		5	11		8	4	6		22		2		176	18	194	0.23

①⊥表示垂直裂缝.

②／表示斜裂缝.

表 2-11-24 新立油田泉四段裂缝密度与岩性关系统计表

井位 / 裂缝密度(条／m)		新 143	新 145	新 147	新 193	新 207	新 211	吉 1-12	吉 6-4	吉 6-16	合计
岩性	泥岩	0	0.04	0	0	0	0.09	0.09	0.08	0.23	
	砂岩	0	0.07	1.10	0.25	2.40	0.26	0.26	0.60	0.36	
	钙砂岩	3.10	0.20	4.40	0.78	0.77	0.24	0.24	6.30	0.24	

表 2-11-25　新立油田泉三段顶及泉四段裂缝与构造部位关系统计表

井　　号	裂缝线密度（条／m）	所处构造部位
145	0.06	构造东翼
193[2]	0.21	构造北翼
6-16	0.3	东部鼻子轴部
1-12	0.17	东部鼻子轴部
6-4	0.26	构造轴部
211	0.19	构造轴部
143	0.16	构造南翼
207	0.06	构造北翼
147	0.53	构造高点

由上述 4 表可见，新立油田裂缝在平面上的分布特点是：油田东部较西部发育（表 2-11-26）．平面上总的分布趋势是，位于构造高点、轴线、断层附近最发育，在构造翼部、远离断层处裂缝发育较差。

表 2-11-26　新立油田东、西部裂缝发育统计表

岩　性	泥　　岩		砂　　岩		含　钙　砂　岩		合　　计	
油田部位	东部	西部	东部	西部	东部	西部	东部	西部
裂缝线密度（条／m）	0.12	0.10	0.35	0.20	0.84	0.69	0.27	0.19

由于油层中各种裂缝的存在，使得油层的吸水能力提高，破裂压力降低，扩大了人工裂缝与构造裂缝的沟通范围，改善了油层的渗透能力。所以，新立油田虽然自然产能低，但经压裂却能获得较大幅度增产，一般增产 3～5 倍，个别达 10 倍。

但是，由于同样的原因，也易产生水窜和暴性水淹。

4.含油级别低，产油下限低

据 110 块含油产状资料的统计，有效厚度层的含油产状主要是油浸级。

5.扶、杨油层的层组划分

1982 年 9 月，吉林油田研究院将扶余油层划分为 9 个层组，26 个小层，如表 2-11-27 所示，主力油层为 8、14、16、20 等小层。

鉴于泉三段和泉四段地层为连续沉积，二者的分界不明显，所以在层组的划分上，并未最后统一。有人将泉四段扶余油层划分为四个组，含 10 个小层，这种分法实际上是将泉四段向上提了四个小层。不管怎样划分，各家对含油层总特征的认识是一致的，对开发或勘探实践不会产生重大影响。

6.扶、杨油层的岩石物性

表 2-11-27　新立油田泉三、四段砂岩层组划分表

地层	砂岩组	小层
泉四段	Ⅰ	1、2
	Ⅱ	3、4、5、6
	Ⅲ	7、8
	Ⅳ	9、10、11、12
	Ⅴ	13、14
泉三段	Ⅵ	15、16、17
	Ⅶ	18、19、20
	Ⅷ	21、22、23
	Ⅸ	24、25、26

油层孔隙度、渗透率低，但均质程度好，见表 2-11-28。孔隙度变化小，80%的岩石孔隙度在 15～18%之间。61.2%的渗透率在 1×10^{-3}～20×10^{-3} 二次方微米之间。

表 2-11-28　新立油田扶、杨油层物性统计表

油层 \ 数据 \ 项目		渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)	样品数 (块)	孔隙度 (%)	样品数 (块)	碳酸盐含量 (%)	样品数 (块)	泥质含量 (%)	样品数 (块)
扶余油层	砂层	8	534	15.1	839	4.9	813	16.2	519
	有效厚度层	2	183	16.2	299	1.82	273	10.6	212
杨大城子油层	砂层	8	195	13.7	338	5.3	329	12.5	188
	有效厚度层	17	64	16.7	72	2.4	62	7.0	64
扶杨油层	砂层	8	729	14.7	1177	4.9	1242	15.2	707
	有效厚度层	20	247	16.3	371	1.9	235	9.9	276

7.扶、杨油层的油藏物理性质

扶、杨油层原始地层压力为 117.5×10^5～127.0×10^5 帕，平均为 122×10^5 帕，压力系数为 0.94～1.03，平均为 0.98，油层折算地层压力（-1000 米）平均为 122.4×10^5 帕。地层饱和压力平均为 95×10^5 帕，地饱压差 26×10^5～28×10^5 帕。油层温度一般在 62.5～70℃之间，平均为 66℃，吉 6-6 井和吉 6-10 井温度偏高。

（二）葡萄花油层

葡萄花油层位于姚家组中、下部，姚一段厚度为 38～45 米，属分流河道相或三角洲前缘相沉积，其物源来自盆地西南的保乾砂体。岩性以棕红色、紫色、灰绿色泥岩为主，夹粉砂岩。粉砂岩、泥质粉砂岩具微细水平层理及微细交错层理。

葡萄花油层在区内埋深 600～900 米。岩性为粉砂岩及泥质粉砂岩，厚度一般 2～4 米。

砂岩主要分布在新立构造周围，产状不连续，砂体呈扁豆状、透镜状。分布范围约 30 平方公里，自西南向东北展布，砂岩核部厚 4～5 米，向四周减薄尖灭。目前，探明的含油面积受砂体核部控制。

该砂体以北，还发育一些透镜状砂体，但厚度小，分布范围也小。

在纵向上，砂体呈双凸状嵌入红色泥岩之中。

油层砂岩物性随砂岩厚度和所处位置不同而变化，具有砂岩越厚，物性越好的特点。如位于砂体中心部位的新 301 井，孔隙度为 24.6%，渗透率为 13.5×10^{-3} 二次方微米，含油饱满，为油砂岩；靠近边缘的新 302 井，孔隙度只有 16.60%，渗透率下降到 0.21×10^{-3} 二次方微米，其泥质含量增加，含油级别以油斑、油浸为主（表 2–11–29、2–11–30）。

表 2–11–29 新立油田葡萄花油层砂岩物性变化表

砂体	井号	孔隙度 (%)	渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)	胶结物 (%)	胶结类型
砂体中部 | 砂体边缘	新 301	24.6	13.50	15.6	孔隙—接触
	吉 3–4	18.7	5.92	12.5	接触
	吉 4–14	18.5	2.52	19.5	接触—孔隙
	新 302	16.6	0.21	16.0	接触—孔隙

表 2–11–30 新立油田葡萄花油层油气显示与试油对比表

序号	井号	井段 (m)	含油级别		日产量 (m^3/d) 压前／压后
			岩芯	岩屑	
1	新 150	692.8～698.6		含油	2.84／24.7
2	新 155	690.4～693.4			5.0／
3		705.2～708.0			
4	新 208	658.0～665.0		油浸	0.01／0.26
5	新 301	717.2～722.2	含油、油浸		2.225／4.0
6	新 305	657.0～660.4			1.515／2.95
7	新 306	762.0～766.6		含油	3.6／
8	新 309	680.0～686.2		油浸	0.1／
9	新 307	733.6～738.6		含油	0.09／

五、油、气、水性质

（一）原油性质

1.扶、杨油层原油性质

1）地下原油性质粘度较低，为 5.8 毫帕秒。原始油气比为 33.7～44.1 米^3／吨，平均为 39.0 米^3／吨。体积系数为 1.106～1.113。

2) 扶余、杨大城子油层地面原油质量较好，性质比较一致。扶余油层的相对密度为0.8624，粘度（50℃）为23.56毫帕秒，凝固点为33.1℃，含硫0.08%，初馏点111.2℃。杨大城子油层的上述数据分别为：0.8641，26毫帕秒，0.07%，33.4℃，116℃。

3) 原油族组成：饱和烃含量为65～72%，芳香烃为16～21%，非烃为10～13%，沥青质为0.26～6.04%。

2.葡萄花油层原油性质

表2-11-31是对葡萄花油层8口井原油性质的测试结果，总的看来，其相对密度、粘度、凝固点，含硫量及初馏点，均低于扶、杨油层。

表2-11-31　新立油田葡萄花油层原油性质表

序号	井号	采样井段 (m)	相对密度		粘度 50℃ (mPa·s)	凝固点 (℃)	含硫 (%)	含水 (%)	初馏点 (℃)
			d_4^{20}	d_4^{50}					
1	新150	692.8～698.6	0.8579	0.8361	18.926	25		0	69
2	新155	690.4～693.4 705.2～708.0	0.8580	0.8566	16.82	26		0.2	109
3	新208	658.0～665.0	0.8631		22.15	30		3.7	110
4	新301	717.2～722.2	0.8612		23.47	24		痕迹	131
5	新305	657.0～660.4	0.8556		17.09	28		无	83
6	新306	762.0～766.6	0.8597		23.73	24		6.0	125
7	新309	680.0～686.2	0.8583		19.51	30		0.9	108
8	新307	733.6～738.6	0.8558		22.15	28	0.10	无	106

（二）天然气性质

丙烷以上含量较高，相对密度为0.7038，甲烷含量为81.02%，乙烷为4.91%，丙烷为5.04%，丁烷为2.37%，N_2含量为5.55%，CO_2含量为0.16%，$\delta^{13}C$值在-46‰左右。

（三）地层水性质

1.扶、杨油层地层水性质

地层水以$NaHCO_3$型为主，个别为$CaCl_2$型和Na_2SO_4型；总矿化度一般为6600～12270毫克／升，最低为4180毫克／升，最高为30000毫克／升；氯离子含量(mg／l)为2500～4200毫克／升；pH值为6～9。

分析结果表明，含油区与非含油区矿化度有显著差异，含油区地层水矿化度一般低于20000毫克／升，而高于20000毫克／升的地层水一般都不含油。

地层水中有机质组合，碘平均含量为9.5毫克／升，脂肪酸为515毫克／升，苯为0.34毫克／升。

2.葡萄花油层地层水性质

详见表2-11-32。

表2-11-32　新立油田葡萄花油层地层水性质表

井号	采样井段 (m)	pH值	总矿化度 (mg／l)	离子含量(mg／l)							水型
				Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}	K^++Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	
新208	658.0～665.0	13	10787.5	3071.0	59	0	2778.9	4518.2	39.3	6.0	$NaHCO_3$

（四）油水分布规律

1.扶、杨油层油水分布规律

1）重力分异明显：上油下水，无顶水和夹层水。

2）油水界面不统一，总的趋势是西高东低，东部新133井为−1160米，断层以西大约提高100米。在圈闭内各井亦有明显差异，在南北方向上则是南高北低。

3）油水平面分布界线，在东西方向上与构造等高线基本吻和，而南北方向上则两者交叉。

4）含油连片分布，高含油产区在构造圈闭范围内。

5）油藏高度大于圈闭高度，如新207井含油高度216米，而闭合高度仅135米。

根据上述特征，前人称新立扶杨油层为构造—岩性油藏。

2.葡萄花油层油水分布规律

1）构造对油藏无控制作用：如新208井油层底界为−530米（接近圈闭基线−600米），而新306井−620米（低于圈闭基线20米）。

2）砂体形态控制了含油范围，参见图2−11−5。

3）砂岩物性的差异控制含油面积，由于砂岩物性变差的原因，使应该按砂体几何形态分布的含油面积被拦腰截断，形成新150和新301两个含油区块。

据此特征，前人曾定新立葡萄花油藏为岩性油藏，在松辽盆地较为典型。

六、油田开发简况

1973年12月，于新103井获工业油流。1980年，在油田东部开辟生油实验区，应用300米井距，井排方向为避开裂缝延长方向的正方形井网，用反九点法面积注水进行试采。实验区面积4.8平方公里，钻生产井39口，注水井8口，试采7个月，平均初产10.1吨／日·井。

1983年开始正式投入开发，油田动用面积逐年扩大，生产能力迅速提高，如果以1980年基数为100计，历年产量增减趋势见表2−11−33。

表2−11−33　新立油田采油增减趋势表

项目 / 年度	原油递增量(%)	注水变化量(%)	原油含水变化量(%)
1980	100		
1981	103.33	100	100
1982	68.49	156.92	−28.57
1983	57.87	32.84	54.00
1984	97.15	29.43	48.44
1985	80.10	234.60	27.90
1986	17.90	61.30	41.90
1987	23.90	39.50	34.60
1988	11.10	29.00	19.50

第三节 木头油田

一、概况

木头油田地处吉林省前郭县通途（木头）车站，东与扶余油田隔江相望，西接新立油田。区内地势平坦，地面海拔130米。油田东临第二松花江，另有长（春）—白（城）铁路和公路通过油田，水陆交通均较方便。

木头油田在构造区划上属于中央坳陷区华字井阶地北段。位于扶余—新立背斜构造带中段扶余和新立两个隆起之间，实际上是扶余背斜西翼的鼻状构造。该构造被断层肢解，形状已不完整。

木头油田的产油层位是扶余油层，其次是杨大城子油层，含油区划为中部含油气区扶余—新立下部组合含油气聚集带。含油面积20平方公里，油层埋深500～650米。

二、勘探简史

木头地区的地球物理概查工作与扶余、新立地区同步进行，并且发现区内存在重、磁力异常。

1958年，地质部东北石油普查大队在本区进行地面概查。当年4月17日，该队501钻机在南17井于496.72～474.58米井段（后划为葡萄花油层）发现油浸砂岩。这是松辽盆地南部地区的首次发现。同年，建立姚家组以上地层层序。

1961年，该队二区队开展普查、详查工作，于莫7井1031.8～1113.2米井段扶余油层首次发现三套含油砂岩。另于莫6井及莫8井的黑帝庙油层见油气显示。

1961年5～6月间，该区勘探工作全部交由扶余油化厂负责。

1972年，于木102井扶余油层首获工业油流，日产油0.5立方米。

次年，七〇油田组织木头地区大规模勘探，当年8月，在木101井扶余油层获高产油流，初产18.7米^3／日，压后36米^3／日。同时，木110井区亦获工业油流。

1974年，在新木地区开展详探时，曾以600米至1200米井距进行面积详查。在木头地区选择木101和木118井区（后者和新立地区连井）为重点，布置了9口详探井，以查明深、浅层构造的确切形态、主要断层和含油面积以及油层变化来取得储量参数，为编制开发方案打下基础。次年编制了开发方案。

1976年5月，木头油田投入开发，并进一步取得实际资料。旋于1977年再次落实木101井区的含油积（图2–11–6）。

1977年以后，又陆续探明并开发木118、木126、木110和木24等四个井区。

在此期间，油田的研究工作也在不断深入进行。到1984年为止，先后有“1961年上半年地质工作总结”“木头油田构造油藏研究”、“新立一木头地区石油地质特征”等十余篇报告，从不同范围不同角度完善着对该区石油地质特征的认识。

三、油田地质特征

（一）地层

木头油田目前揭露的最低层位是泉头组第三段上部。其上的层序与扶余地区基本相同，参见图2—11–1。但泉四段以上的各组更具新立地区的特点，即地层发育较全，厚度大，剥蚀少，参见图2–11–3。

（二）构造特征

木头油田为一西倾鼻状构造，实属扶余构造的西延部分。它向东仰视扶余背斜，向西俯瞰新立背斜，其剖面状似“楼梯”，把扶余和新立两个构造连接起来。

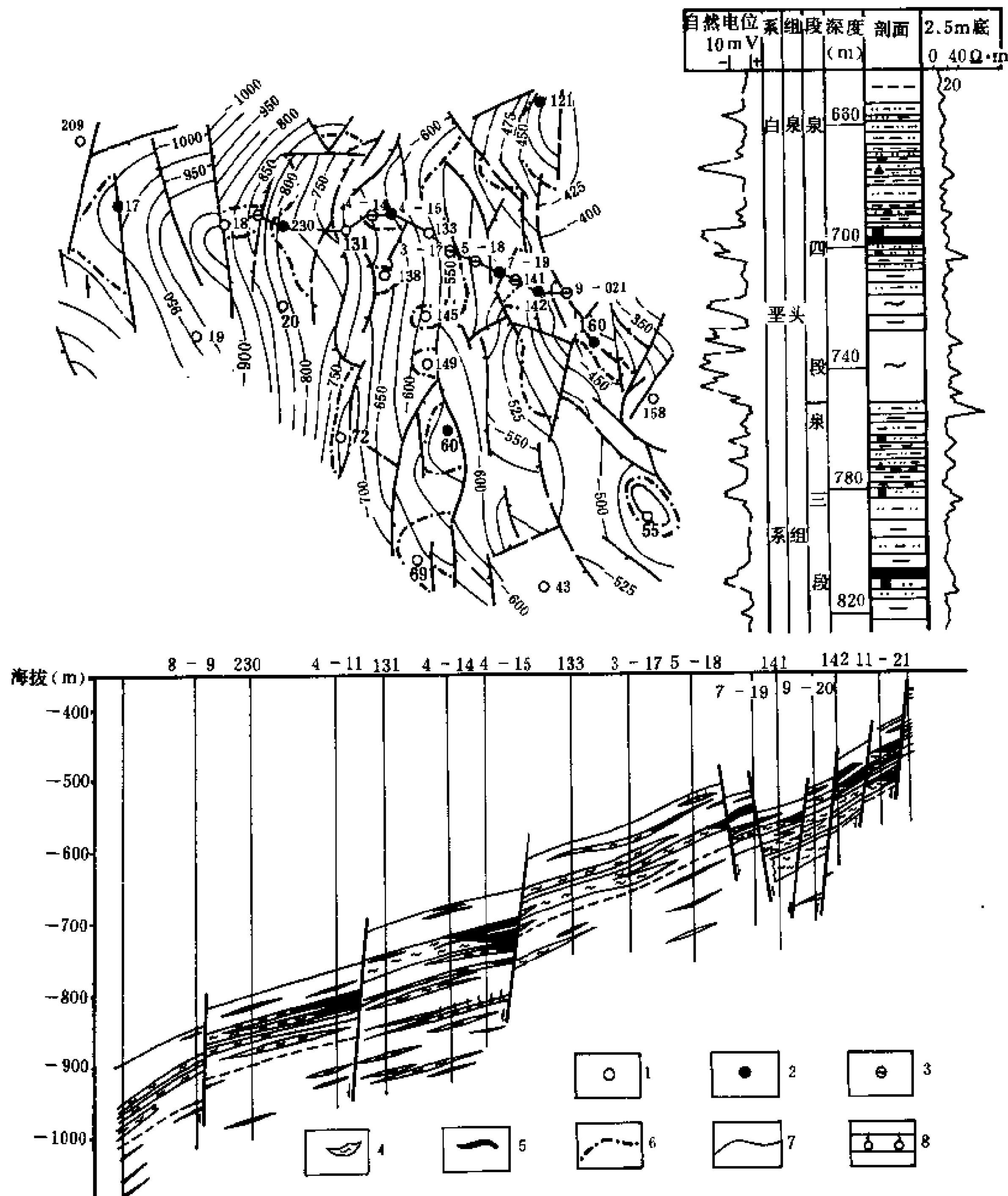


图 2-11-6　木头油田综合成果图

1—探井；2—油井；3—注水井；4—水层；5—油层；6—油水边界线；7—泉头组顶面构造等值线（米）；8—气层

1.构造形态特征

构造总体特征为西倾鼻状构造，轴向近东西，北翼较陡，南翼较缓，最大倾角 5°左右。东部构造线走向和扶余构造相近，西部和新立构造关系密切。

木头构造断层发育，多条垂直构造长轴的南北向断层，将构造切割成若干断块，增进了局部构造的圈闭条件。这些断块，按其构造排列方式及依附的断裂体系，可分为 6 个带。即木 6–24 至木 2–55 井断鼻带；木 126 至木 119 井断鼻带；木 118 至木 35 井断鼻带；木 8–8 井断鼻带；木 110 井断鼻带；木 17 井断鼻带。这 6 个带的基本特征是：①构造排列方向自东而西由北西向变为北北西向、南北向，至新立地区则为北东向；②北翼陡，南翼缓，北部断层发育，圈闭条件好；③自东而西由宽变窄，且略呈三角形；④上述各断鼻带以处在轴部的断鼻为最大。

2.构造纵向变化特征

构造的纵向特征如表（2–11–34）：

表 2–11–34　木头油田各层构造统计表

序号	闭合度(m) 界面 / 构造	泉四段顶	青山口组顶	姚家组顶	嫩一段顶	嫩二段顶	嫩三段顶	备注
1	6–24	70	40	30				自嫩一段消失
2	129	40	30					自姚家组消失
3	146	50	30	30	10～20	10～20	10～20	
4	147	东 30	50				<10	自姚家组顶木 101 井区解体
		西 50	40					
5	152	110	40	10～15	10			自姚家组顶木 101 井区解体
6	160	60～70						自青山口组消失
7	154	40						自青山口组消失
8	55	29～30						自青山口组消失
9	126	20						自青山口组消失
10	24	50～60	20～30	10	10			姚家组以上消失
11	119	40～50						自青山口组消失
12	118	50	<10					自青山口组消失
13	35	20						自青山口组消失
14	8–9	40				<10		自青山口组消失
15	110	30				10	<10	自青山口组消失
16	17	50	10～20					姚家组以上消失
17	71	40						青山口组以上消失
18	8–15	20～30	20～30		10～20	10～20		姚家组以上消失
高点数	继承		8	2	1	1	1	
	新高点		1	2	3	7	4	
	合计	18	9	4	4	8	5	
总幅度	东西	540	398	346	348	378	346	10–5 井与 6–24 间
	南北	180	108	67	56	49	12	木 30 井与 6–24 间
断层数		67	34	24	24	27	26	

①构造继承性强，全部构造层均呈西倾鼻状；②构造高点由下向上南移，至嫩二段顶，南部已高于北部 12 米；③构造形态由下向上简化，从青山口组顶面至嫩江组一段顶面出现一个南起木 25 井、北至 146 井区的北东向构造带，至嫩三段以上解体；④自下而上局部圈闭变小、变少；⑤自下而上断层变少，自嫩二段以上又出现一套新的断裂系统，但其规模及数量均不及下部。

（三）断层特征

断裂发育是木头构造的主要特征。1981 年统计，在 299 口钻井中，有 125 口钻遇断点共 162 个，在木 101 井多达 4 个。这些断层对油水分布起着举足轻重的作用。

1.断层形态特征

根据断点结合地震、油水分布及构造发育资料，组成大小正断层 76 条，断层长度 1～3 公里，断距 10～30 米为主，如表 2-11-35，其中最长的 34 号断层长 10 公里，断距最大者为 84 米（木 104 井嫩三段），青山口组中最大断距为 70 米。

表 2-11-35　木头油田断层分布统计表

长　度 (km)	条　数	比　率 (%)	断　距 (m)	条　数	比　率 (%)
<1	11	14.4	<10	15	23.1
1～3	34	44.7	10～30	33	50.8
>3	31	40.9	>30	17	26.1

断层的走向绝大多数近于南北，其次为东西向或北东向。多数断面向西倾斜。

2.断层分布特征

断层东部多、西部少，北部多、南部少。北部断层以东西走向为其突出特点。1981 年，据吉林油田研究院解释，这可能是受深部第二松花江断裂、扶余北部断裂的西延（部分）及孤店断裂控制的结果。

3.断裂发育特征

木头鼻状构造发育着上、下两套断裂系统，下部系统发育在泉四段—青山口组地层中，多为同生断层，表现在断层下降盘沉积厚度加厚，岩性变细，上升盘则相反；其另一特征是断距下大上小：上部断裂系统发育在姚家组及其以上地层中，表现在上升盘剥蚀残余厚度小，下降盘残余厚度大或未剥蚀。但是，这两个断裂系统并非截然分开，它们之间有一部分断层尚有联系。根据断层的发育程度及活动的时期，可以分成三种类型：其一是泉头—青山口组沉积时期发育，而后期停止活动的早期断层，这种断层一般具有同生性；其二是泉头—青山口组沉积时期发育，嫩江期末复活的间歇性断层；其三是从泉头—嫩江期持续活动的继承性断层。研究指出：同生性断层对两侧的沉积有控制作用，而继承性断层和间歇性断层对现今的构造形态和油气分布均有很大影响❶。

通过对木头构造发育特征的研究，比较一致的看法是，构造发育具有阶段性，即嫩江组沉积结束前，或者说嫩江期末的全盆地规模的构造运动发生前，泉四段顶面的发育属于同生

❶刘国权，1983，“新立木头地区石油地质特征”。

阶段，主要是继承前期发育形式，受鼻状古隆起控制，这个时期发育的断裂也是同生断层●。而嫩江组顶面的构造则主要形成于嫩江期末的区域性褶皱运动，褶皱运动的幅度，则以大安组沉积前最为剧烈。所以，本区构造的发育，于青山口组沉积期末具雏型，大安组沉积前定型。

四、油层特征

（一）层位及岩性

木头油田产油层是扶余油层，其次为杨大城子油层。前者属泉四段，后者为泉三段上部近100米的层段。

据1981年统计，两油层在全油田范围内有95%的探井钻遇，两者间有厚度大于10米的泥岩隔层。

泉四段岩性为一套棕红色泥岩和灰白色粉细砂岩组成的不等厚红色岩系，厚度为85～100米。砂地比为30～40%（木101井区）。地层沉积具有明显的韵律性。其沉积条件很不稳定，全区除在青山口组底部的区域性标志层外，该段内尚未找到理想的标志层。根据扶余地区的标准，可划分为4个韵律。

泉三段在本区厚度为300米左右，可分为上、中、下三部。上部为棕红色、紫红色泥岩夹砂岩，一般厚度20～100米；中、下部紫红色泥岩与砂岩呈不等厚互层，一般厚度为240米左右，含油层位在上部。

据扶余、新立地区的研究，这两套地层均为河流—河湖过渡环境下的沉积。岩性以横向变化大、砂层薄为其主要特征。

（二）油层分布及砂体形态特征

扶余油层在泉四段的4个韵律中均有分布。杨大城子油层主要集中在泉三段顶部100米左右的范围内。两者含油井段近200米，顶面埋深500～650米左右。含油砂岩形态以条带状和透镜状为主。

虽扶余油层横向变化大，但其纵向连通性较好。有20～30%的砂体上下连通，即砂体块状发育，以致小层对比困难。

含油层有效厚度变化的趋势是由南向北，由东向西减薄，各断块的高部位和断层附近又相对加厚，4个主力断块平均厚度为9.1～12.2米，其他断块为2～4米，平均有效厚度为6.9米。

含油层这种平面分布主要受砂岩发育程度和构造部位的控制。如木101井区，油层有效厚度为7.5米，单井最大有效厚度为32.2米，向西变薄。该区152断块的4个组13个小层均含油，但随着地层向西倾没，含油厚度显著变小。

杨大城子油层砂岩不发育，主要为透镜状，平面变化更大，目前尚缺乏系统的研究。

（三）油层组的划分

木头油田油层以木101井区的扶余油层研究较细，按沉积韵律和岩性组合，划为4个砂层组13个小层，划分情况如表2-11-36。

上述各小层中以4、7、9、11、12小层沉积较稳定，分布面积较大，1、2、13小层为分布较零星的透镜体砂层。

杨大城子油层因分布零散，对比困难，尚未详细划分。

●程玉林，1981，“木头油田构造油藏研究”。

表 2-11-36　木 101 井区扶余油层层组划分表

油　层	砂岩组	小层号
扶余油层	Ⅰ	1、2、3、4
	Ⅱ	5、6、7
	Ⅲ	8、9、10
	Ⅳ	11、12、13

（四）油层的岩石物性

木头油田扶余油层基本上属于中低渗透率性油层。岩石孔隙度为 23.5%，空气渗透率为 202×10^{-3} 二次方微米，碳酸盐含量为 1.5～7.1%。

油层中部原始地层压力为 65×10^5～70×10^5 帕，压力系数为 1.05，饱和压力为 61.5×10^5 帕。原始油气比为 20.7 米³／吨。油层温度为 40℃。

油层裂缝发育，压裂后裂隙沟通，常见水淹。如木 101 井压裂与 9—027 井东西向裂缝窜通，只有 7 天的高产期，即基本被水淹没。

五、油、气、水性质

（一）原油性质

木头油田原油性质总特点是相对密度大，粘度大，凝固点高。最高相对密度可达 0.9254，最大粘度达 130.6 毫帕秒。这些参数在松辽盆地都是最高的。另外，扶余、杨大城子两油层的原油性质又不尽相同（表 2-11-37），它们的共同特征是相对密度均随深度增加，但两层都有各自增加的规律。

表 2-11-37　木头油田地面原油与邻近油田原油性质对比表

油田名称	产油层位	相对密度	粘度 50° (mPa·s)	含硫 (%)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)
新　立	扶　余	0.8624	23.56	0.08	33.1	112
	杨大城子	0.8641	28	0.07	33.4	116
木　头 101 井区	扶　余	0.8962	69.3	0.14	22.8	125
	扬大城子	0.8875	66.5	0.05	20	106.5
扶　余	扶　余	0.868	19～31.5	17～21		104
新　北	H_2^3 油层	0.862	24	0.089	11	116
红　岗	萨尔图	0.885	25～50		17.5	98
大　庆	萨葡高	0.83～0.88	10～40	0.02～0.15	15～40	55～100

（二）地层水性质

木头油田地层水性质亦因层位及平面位置而异，如表 2-11-38。总的看来，扶余油层总矿化度自西南向东北降低，由 9000 毫克／升降为 6000 毫克／升，水型以 $NaHCO_3$ 型为

主，而杨大城子油层，地层水矿化度变化规律则自南向北、西、东降低，由7000毫克／升降到5000毫克／升。水型则以$CaCl_2$型为主。

表2-11-38　木头油田扶杨油层地层水数据表

水型 层位	$NaHCO_3$ (%)	$CaCl_2$ (%)	Na_2SO_4 (%)	备　注
扶余油层	79	14	7	109口井
杨大城子油层	28	59	18	60口井

（三）天然气性质

木头油田部分井中发现气顶气和夹层气，杨大城子油层尤为普遍。气体成分以甲烷为主(92.67～95.69%)，相对密度为0.5748～0.58912。

（四）油水分布规律

扶余、杨大城子油层各自形成油藏系统，扶余油层的主要特点，从单井看，纵向油水分布是油气在上，油水同层居中，水在下。原油性质自上而下变差，即相对密度、粘度均增高。

全区油水界面东高西低，即随构造高度变化而变化，这是断层和构造控制的结果（表2-11-39)。含油高度和构造闭合高度基本一致。但个别井区（如126井区），含油高度大于闭合高度，也有的井区（119）含油高度小于闭合高度较多，这可能是岩性控制的结果。

表2-11-39　木头油田含油底界统计表

含油构造	木17	水110	木118	木126	木147
油水界面位置海拔(m)	-1031	-935	-815	-715	-525

该层油水分布的另一特征是，油水界面受断层控制，不同断块油水界面差异较大。如木101井区最低界面为海拔-575米，而木126井区则为-715米，即使同一井区不同断块油水界面亦常有差异。

扶余油层油水界面的第三个特征是，同一局部构造内油水界面受构造控制，界面呈平面。

最后，油水分布受岩性控制亦很明显，岩性油藏占一定比例。据统计，其原油储量可占总储量的5%。

杨大城子油层除上述基本特征外，岩性圈闭储量可占29%。

以前有人根据油水分布特点及其他资料，研究认为木头油田扶余油层属于断块油藏。杨大城子油层应属岩性—构造油藏。

六、开发简史

1973年8月，在木101井获高产工业油流。

1975年，编制木101井区开发方案，并于1976年投入开发，基本为正方形井网，井距425～600米，反九点法面积注水。

1977年，通过油层再认识，关闭了16口只注水不出油的油水井（包括125、120断块

全部油水井及 129、147 断块的部分油水井)。

1978 年，木 118−126 井区投产。同时，开展油水层注水量调查，提高油层配注量、减少水层和油水同层配注量，在见水井上对油水层进行封堵。

1979 年，木 24 井区块投产。

1980 年，对主力断块木 152、146、147 进行井网加密调整，井距缩小到 200～300 米。截止 1988 年，产量基本保持稳定，且具上升趋势（表 2−11−40)。

表 2−11−40　木头油田历年采油综合数表①

项目 年份	原油递增量(%)	注水变化量(%)	原油含水变化量(%)
1976	100	100	100
1977	138.95	92.74	−8.5
1978	19.28	70.37	−15.6
1979	−1.33	30.82	6.08
1980	−1.35	−2.71	7.64
1981	−4.37	−58.39	−22.62
1982	17.73	60.32	3.44
1983	−2.89	30.84	4.99
1984	7.05	1.12	25.86
1985	14.7	28.1	3.0
1986	2.4	9.8	−6.1
1987	12.5	7.5	11.5
1988	13.9	7.3	10.7

①以 1976 年的数据为 100%进行统计。

第四节　新 北 油 田

一、概况

新北油田位于吉林省前郭县八郎乡两家子—曙光屯一带。它南邻新立油田的新 54 井区，北邻库里泡，东邻第二松花江，西靠长（春）—白（城）公路。区内地势低洼，地面海拔约 130 米，雨季江水浸入油田。交通闭塞。

新北油田为中央坳陷区华字井阶地北段、扶余—新立背斜构造带新立构造北翼的鼻状构造，该构造曾以库林构造命名。主要含油层是嫩江组第三段黑帝庙油层（H_2^3)，其次是中部组合。含油气区划属于扶余—新立下部组合油气聚集带的西北侧。

据 1979 年统计，勘探和开发阶段共钻井 137 口，总进尺 89912 米，取芯井 30 口，取芯进尺 2211.86 米，岩芯总长 1744.31 米，平均采收率为 78.33%（黑帝庙油层平均为 77%)

试油 40 口井，47 层次。

到 1983 年底，共获黑帝庙油层含油面积十几平方公里。油田于 1978 年 4 月在南部的 26-6 井区开辟试验区，同年 10 月正式投入开发。

二、勘探简史

（一）普查阶段（*1957～1962* 年）

新北油田的普查工作始于 1957 年的航磁测量，完成于 1960 年，成果辑于地质部松辽石油普查勘探大队五区队的“吉林省查干诺尔地区的构造详查报告”。此间，1959 年春，该大队二区队曾进行地质概查。后因发现扶余油田，工作重点东移。

1960 年的详查结论认为“库林背斜的 d_3、d_4 段的浅油层，可能不次于波拉台（新立）构造”，油层保存条件较好。

1961～1962 年，石油工业部松辽会战指挥部组织盆地内的连网地震测量，落实了四克吉（新立）构造，并将库林构造合并于其北翼。

1963～1970 年本区停止勘探。

（二）详探阶段（*1971～1978* 年）

该阶段以 1000～1200 米井距钻探井 34 口，全部由吉林油田独立完成。

1972 年，于新 3 井黑帝庙油层获工业油流，日产 0.545 立方米，于是加强该区的勘探。

1975 年，初步圈定含油面积数 10 平方公里，并用容积法计算了储量。从而发现新北油田。

1977 年，决定开发新北油田的同时，进一步探明油田边界，以取得储量参数、油层分布状态、性质及产能等资料。

1977 年末，又对中部组合进行探查。1978 年 3 月 31 日，于 19-11 井 831～814.4 米井段自溢原油，压裂后试获 21.929 $米^3$／日的工业油流，层位为萨尔图油层。

1978 年 6 月，黑Ⅱ油层组第 3 砂岩段（H_2^3）试生产，同年 10 月正式开发。

由上述情况可知，作为 H_2^3 油层的勘探至 1978 年已结束，但该区曾于多层见油气显示，对其他油层勘探程度还很低。

1982 年，吉林油田研究院曾对该区中部组合的储集类型进行研究，认为萨尔图、葡萄花、高台子等油层含油前景较好，但属裂缝性油藏。因此，了解裂缝性质及其分布是首先应解决的课题。

1983 年，吉林油田研究院在另一篇报告中提出：新北地区应以萨尔图、高台子油层为主要目的层进行勘探，尽早提交控制储量。

三、石油地质特征

（一）地层

截止 1984 年底，新北油田只有 2 口井钻至泉三段，深部地层尚未了解，据这 2 口井资料，地层自下而上为泉三段（未穿）、泉四段、青山口组、姚家组、嫩江组；其上为第三系大安组和泰康组及第四系。新北油田地层的岩性与新立油田相似，各组段地层比新立稍厚，嫩江组上部齐全，分布稳定。近两年的勘探中曾发现泉头组以下地层，疑为登娄库组，但未确定。

（二）构造特征

新北构造位于新立构造北翼。普查阶段曾认为是独立的构造，并命名为库林构造。1962 年连网地震，证实它是新立背斜构造向北延伸、倾没的鼻状构造。

目前，新北油田已探明的构造为 H_3 顶面构造，其形态为北倾的鼻状隆起，整体依附于新立构造的北翼，构造顶面平缓，上附 3 个高点及若干断块，大体被−390 米等高线圈闭成一体（图 2−11−7），构造轴走向 NE25°，两翼不对称，东缓西陡，东翼最大倾角 1°，西翼最大倾角 4.5°，一般为 2.5°。

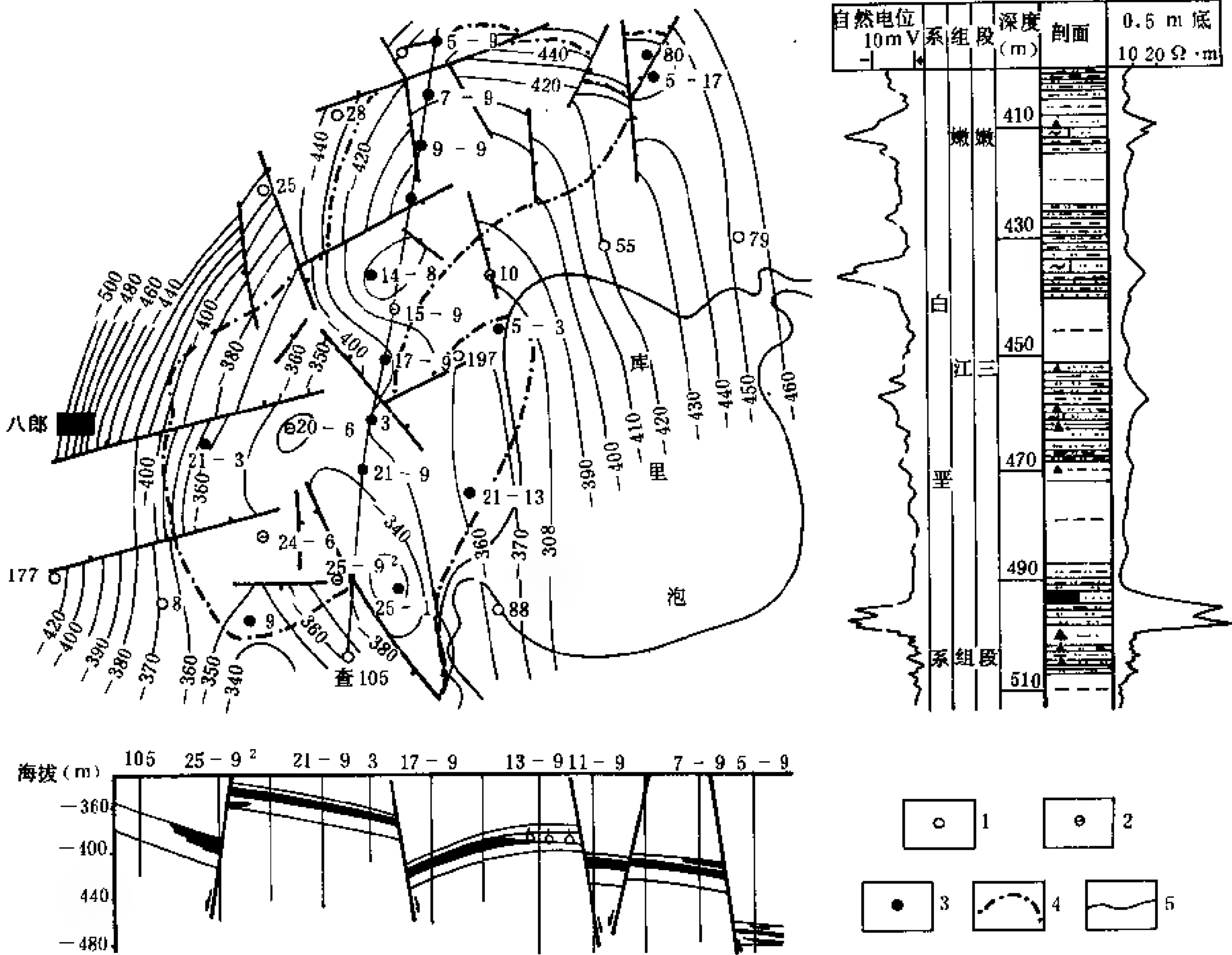


图 2−11−7 新北油田勘探综合成果图

1—探井；2—注水井；3—出油井；4—油水边界线；5—嫩江组 H_2^3 油层顶面构造等值线（米）

（三）断层特征

新北油田断层比较发育，使构造形态复杂化。在 151 口井中，曾有 58 口钻遇断点 69 个，组成断层 22 条，其特点如下：①断距小，延伸短，断距小于 20 米的有 50 个，占总数的 72%，大于 50 米者 5 个，占 7%。最大断距 73 米，断层延伸一般 1～2 公里，最长达 4 公里；②断层性质全部为正断层；③断层沿伸方向以北北西和北东东为主，其次为北西和北东向；④断层具有同生性，表现在断层上升盘沉积厚度薄，但其差异较小，说明活动较弱。

据研究，嫩江组沉积后，地壳隆起，并发生断裂和褶皱构造，铸成新北鼻状构造雏型，后经新构造运动的改造，于泰康组沉积前成为现状。

四、油层特征

（一）层位及沉积特征

H_2^3 油层赋存在嫩江组第三段下部，该层为一套灰黑色泥岩、灰白色泥质粉砂岩和薄层细砂岩组合，夹薄层钙质砂岩、泥灰岩及菱铁矿条带，构成明显的反韵律。该部分可分为上、下两段，上段为砂岩段，平均厚度 23.4 米，为 H_2^3 油层赋存段；下段为泥岩段。砂岩段与其上覆的 H_2^2 地层为急过渡型接触，向下渐变为泥岩。

泥岩及粉砂质泥岩具水平层理，泥质粉砂岩偶具微细水平层理。产介形虫、叶肢介、蚌和塔螺化石及较多的植物炭屑。后者常与白云母片共同分布在层面上。

区域地质研究认为，该区嫩三段是水下三角洲前缘相沉积，形成于湖退背景下，其主要特征是：反韵律、透镜状、水平层理、有黑色泥岩、化石丰富。其分布特点是，由北向南上倾尖灭。

（二）油层分布及砂体形态

H_2^3 油层位于嫩三段下部砂岩段内，顶面埋深 460～600 米。砂层限定在分布稳定的泥岩之中，岩性及电性标志明显。含油砂层平均厚 17.5 米，总体呈舌形，向南上倾（图 2–11–8），随地层尖灭。据矿物成分和粒度及岩矿项目分析鉴定属于泥质接触—孔隙式胶结的细砂岩，分选较好。砂岩在纵向上和横向上都急剧变化。其总特点是砂层少、厚度小、多数小层砂体呈透镜状，含油物性不稳定。

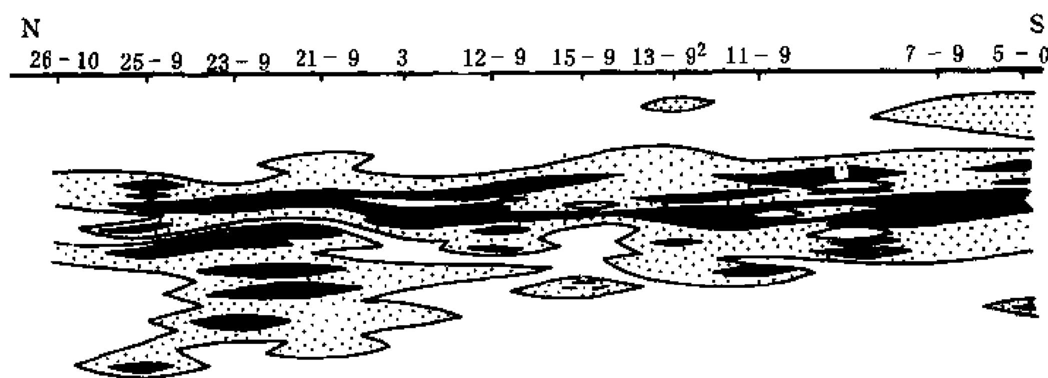


图 2–11–8　新北油田 H_2^3 砂岩油层形态剖面图

（三）砂岩组的划分与对比

砂岩组从上到下分为 1、2、3、4 等小层，各层总厚度为 15～19 米（表 2–11–41），小层间隔层质量较差，大约有 40～47%的砂岩组上下连通。砂层在平面上分布差异较大，1 号小层岩性和层位均较稳定，基本上为干层，2 号小层分布广，钻遇率达 99%，平均有效厚度为 2.1 米，占油层总厚度的 86.6%，为油田的主力油层；3 号小层基本上为透镜状砂岩，主要在油田南部；4 号小层为更小的透镜体，钻遇率极低，参见图 2–11–8，由此可见，新北油田近似一个单层油田。

（四）油层物性

油层含油物性较好，有效厚度的孔隙度为 26～31%，平均为 29%；空气渗透率为 226 $\times 10^{-3}$～881 $\times 10^{-3}$ 二次方微米，平均为 507 $\times 10^{-3}$ 二次方微米（表 2–11–42）。

影响渗透率的主要是砂岩粒度中值，其次是孔隙度。一般来说，渗透率随粒度中值和孔隙度的增加而增大，随分选系数和泥质含量的增加而减小。

表 2-11-41 新北油田砂岩小层参数统计表

项目 / 层号	层位厚度 (m)	砂岩		有效厚度		
		钻遇率 (%)	平均厚度 (m)	钻遇率 (%)	平均厚度 (m)	占总厚度 (%)
1	3	21	0.32	4	0.02	0.9
2	6	99	3.96	99	2.10	86.6
3	4.5	4.3	0.92	31	0.28	11.6
4	4	4	0.05	3	0.02	0.9
合 计	17.5		5.25		2.42	

表 2-11-42 新北油田油层物性粒度分析统计表

井 号	厚度 (m)	孔隙度		渗透率		粒度分析				碳酸盐含量 (%)	样品号
		(%)	块数	$\times 10^{-3}\mu m^2$	样品块数	中值 (mm)	泥质含量 (%)	分选系数	样品块数		
新 4	2.0	26.4	3	553	3						
新 9	2.6	28.4	9	468	9						
新 19	2.0	26.8	4	576	4	0.19	18.9	2.40	5		
新 7-9	1.8	30.6	8	881	6	0.15	9.4	1.70	8	1.1	34～39
新 21-3	3.5	31.0	11	682	9	0.15	11.4	2.51	5	0.9	
新 23-3	1.4	28.6	15	283	12	0.13	12.0	2.04	9	1.6	10～18
新 25-7	3.2	28.6	31	593	26	0.15	14.7	2.05	8	1.3	
新 19-13	1.1	30.9	9	305	6					1.0	S_8～S_{14}
新 6-12	1.0	29.5	5	226	5					1.9	S_{10}～S_{14}
平 均		29.0		507		0.15	13.3	2.14		1.3	

渗透率在平面上的变化较大，同一小层，不同区块变化幅度可达 12 倍。其总的趋势是，在油田中轴（新 16-6、19-7、69、23-7、26-7、28-6 及 5-9、7-9 及 9-9 等井）线上，形成南北向的条状高值区，，其东西两侧变低。油田南部的高值区，平面变化也很剧烈，如新 19-7 井为 1055×10^{-3} 二次方微米，而与其 425 米井距的新 18-8 井则降为 245×10^{-3} 二次方微米。

油层埋深 460～600 米，原始地层压力 48.6×10^5 帕，压力系数 0.96。油层温度为 23℃。体积系数为 1.05。

五、油、气、水性质

（一）原油性质

新北油田 H_2^3 油层原油相对密度为 0.862、粘度为 20.4 毫帕秒（50℃时）、含硫 0.089%、初馏点 11.6℃、凝固点 11℃。其明显特点是粘度、凝固点均低，轻质馏分较高，较红岗、扶余油田为好（表 2-11-43）。

表 2-11-43　新北油田与各油田地面原油性质对比表

油田名称	产油层位	相对密度	粘　度 50℃ (mPa·s)	含　硫 (%)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)	170℃以下馏分 (%)
新北	H_2^3	0.862	24	0.089	11	116	8.43
扶余	P	0.868	19～331.5		17～21	104	11.3
红岗	S	0.885	25～50		7.5	98	5.3
大庆	S、P、G	0.83～0.88	10～40	0.02～0.15	15～40	55～100	3～15
木 101	F	0.899	64.4		18		
新 103	F、Y	0.87	64.4		18		

据统计，原油性质的平面变化规律是，由南向北变好，由西向东变差。

（二）油田水性质

新北油田 H_2^3 的油田水属于 $NaHCO_3$ 型。总矿化度平均为 9121 毫克／升（表 2-11-44）。

表 2-11-44　新北油田水性质分析数据表

井　号	阳离子(mg／l)			阴离子(mg／l)				总矿化度 (mg／l)	pH 值	水　型
	Na^++K^+	Mg^{2+}	Ca^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}			
5-15	3637	15	32	4644	6	1606	107	10049	7	$NaHCO_3$
7-17	3312	9	40	4697	0	782	45	8886	7	$NaHCO_3$
26-10	3710	0	61	4584	26	1998	53	10432	6～7	$NaHCO_3$
75	3260	15	25	4663	24	717	15	8719		$NaHCO_3$
79	3049	11	4	4291	44	259	225	7883	9	$NaHCO_3$
5-17	3286	5	9	4484	8	893	75	8761	8	
平　均	3375	91	28.5	4560	18	1042	87	9121	7.6	

水在纵向上的变化是：从浅到深，K^+、Na^+、Cl^-以及总矿化度增高。

（三）天然气性质

新北油田仅有少数井试油产气，天然气相对密度为 0.5806，甲烷含量 95.38%，属干气。局部地区变化较大，如新 11—11 井，天然气相对密度大，甲烷含量低，氮气含量高（表 2-11-45）。

（四）油水分布特点

新北油田油层薄，没有底水，仅在北部局部地方有边水存在。其特点有 4: ①油水界面南高北低，试油证实，南部 26−10 井至 $25-9^2$ 井，油层底界海拔为−390.2 米，水层顶界海拔−397.3 米，向北至新 25 井和新 57 井一带，此数分别变为−433.1 米和−434.8 米。再北，至新 67 井和 5−15 井一带，则为−454.2 米和−456.3 米。其变化规律与构造高低的变化一致。②断层造成油水分布的复杂性，油水界面一般随断块的起落而起伏。③同一断块上，油水重力分异明显。④油层在构造轴部较集中。

表 2−11−45　新北油田天然气性质表

井　　号	相对密度	天　然　气　成　分(%)					H_2S+CO_2
		N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	
新 4−10	0.5651	1.68	97.9	0	0	0	0.42
新 7−9	0.5722	2.43	96.66	0.32	0.22	0.21	
新 11−11	0.6115	4.79	91.32	0.16	0.36	0.22	3.13
28−6	0.5689	微　量	98.05	1.00	0.66	0.14	0.16
9	0.5912		92.67				
67	0.5748		95.69				
平　均	0.5806	2.22	95.38	0.37	0.31	0.14	0.93

根据上述特点，结合圈闭条件，前人认为新北油田的油藏类型属于构造—岩性油藏。

六、开发简况

新北油田于 1978 年 6 月在南部 26−6 井组开辟了 300 米井距的开发试验区。当年 10 月油田正式投入开发。采用正方形井网，425 米井距反九点法面积注水开发，至今没有进行大的调整。

油田投入开发以来，油层压力保持在原始地层压力附近，产量稳定（表 2−11−46）。据 1984 年的统计，油田注水井数与采油井数之比为 1∶3.2，累计注、采量之比约为 1∶1.17。

表 2−11−46　新北油田采油数据表

项目 年份	原油递增量 (%)	注水量变化 (%)	原油含水量变化 (%)
1978	100	100	100
1979	235.98	706.19	5100
1980	4.75	24.49	62.82
1981	−7.64	1.52	25.59
1982	−5.17	−19.52	38.87
1983	0	−0.83	−0.9
1984	1.63	12.75	13.21
1985	9.12	12.90	−6.20
1986	0.20	6.60	3.4
1987	2.70	12.30	9.4
1988	5.30	−14.20	−1.8

第五节　红 岗 油 田

一、概况

红岗油田地处吉林省大安县广镇东红岗子乡西侧，北望月亮泡，东距大安镇约 30 公里，有长（春）—白（城）铁路安横贯油田。地面海拔约 130 米，地势平坦交通方便。

红岗油田位于中央坳陷区红岗阶地北段的红岗构造上。构造区划属于红岗—大安逆牵引背斜带。开发主要层位是姚家组二、三段上部及嫩江组一段，即萨尔图油层，属中部含油组合的上段。含油区划属于西部含油气区红岗—大安上部组合油气聚集带。

到 1984 年为止，红岗油田共钻探井 77 口，总进尺 100875.1 米；取芯井 22 口，取芯进尺 1462.83 米，芯长 1201.37 米；试油 62 口，449 层，地震勘探已完成详测工作。

红岗油田是吉林省唯一有气顶的油藏。此外，在顶部组合明水组一—二段的明水气层，现与萨尔图油层同时开发。

除上述主要油气发现外，在该构造的葡萄花油层和高台子油层均获工业油流。红岗油田是一个多层系的油田。

二、勘探简史

（一）普查阶段（1956～1962 年）

1960 年，在完成区域地球物理测量后，由地质部东北物探大队，用地震反射法发现了红岗子构造。同年，由地质部松辽石油普查大队一区队进行详查。

1961 年初，红岗构造被石油部松辽石油勘探局列为重点勘探对象。在本区协作的单位有松辽石油勘探局吉林勘探处，地质调查处 203、209 地震队，地质部松辽石油普查大队一区队、化探队和地质部东北物探大队。

当年，石油部首钻红 1 井，发现良好的油气显示，并初步建立地层层序。

1961 年 5 月 8 日，开始红 1 井的分层试油，于 6 月 4 日—6 月 17 日在 1239～1240.7 井段（萨二组），用提捞法获工业油流 5.1 吨／日。该井于 9 月 20 日投人试生产。初步证实该井产量不大，由此推论红岗油田为一中产油田。

同年，为了进一步证实该构造的圈闭面积与幅度，由松辽石油勘探局地调处进行地震详查，结果与 1961 年测量的构造形态基本相同，只是幅度面积稍有增大，并在构造西翼发现两条构成小地堑的正断层。

继红 1 井出油后，该局在构造上部署了包括红 1 井在内的共 5 口探井组成十字形勘探剖面。

1962 年 8 月 16 日，红 2 井钻达泉四段，于 1725 米终孔。该井钻达层位为全区最低的，从而完善了本区的地层层序。红 2 井于 1165～1369 米井段多处获油气显示，井壁取芯得油砂 2 颗、含油 2 颗、油浸 7 颗。但由于物性变坏，其含油性可能不如红 1 井。

（二）详探阶段（1972～1975 年）

1972 年初，由吉林省七〇油田在红岗构造开展大规模勘探。当年钻开红 2 井葡萄花油层，未试油，但射孔后有少量原油外溢。

同年，于红 7 井高台子油层在 1356～1674 米井段，共 9 层 26 米砂岩中见油迹级显示（该井后于 1977 年首次试获工业油流）。另于红 8 井钻至黑帝庙油层时发生井喷，引起了人们的重视。

1973 年，统计了探明含油面积和含气面积，并经试油证实了萨尔图油层以下葡萄花和高台子油层的工业价值。于 1973 年底提交了储量报告。

1974 年，红岗油田萨Ⅰ、Ⅱ组油藏投入开发，新发现了萨Ⅲ组油气藏。同年提交的“红岗油田 1974 年地质年报”中进一步讨论了萨Ⅰ、Ⅱ组的油气分布规律和油砂组的划分方案。

红岗油田于 1975 年全面开发，随后于 1982～1984 年间多次进行了储量计算。

在 14 年的普查、勘探及而后的开发实践中，积累了大量的地质资料。提交的地质报告、方案约 20 份，其中“松辽盆地南部大安—白城地区石油地质报告”、“1962 年地质工作总结”较全面地总结了该区地层、构造及其他石油地质特征，指出了红岗油田的勘探前景，“红岗油田一九七三年地质年报”则为油田的开发打下良好的基础。

三、石油地质特征

（一）地层及沉积

红岗油田地处英台沉积体系的前缘，从泉四段到嫩四段基本处于分流平原—浅湖相中，其沉积稳定，地层齐全，自第三系—泉三段均已揭露，另外，依地震资料推测、本区可能存在登娄库组—侏罗系，基底岩系为古生代变质岩或华力西期花岗岩。

已揭露的泉三段—嫩江组为连续沉积，缺失嫩五段；上覆的上白垩统四方台组与明水组为连续沉积。第三系与白垩系及第三系内部的大安组与泰康组之间皆为不整合接触，沉积总厚度约 5000 米。该区姚家组—泉头组之间砂岩比较发育，砂地比达 50%。

（二）构造特征

红岗构造位于松辽盆地中央坳陷区大安阶地南段，是红岗—大安逆牵引背斜带的一个局部构造。

萨Ⅰ油层组顶面构造为以海拔-1065 米等高线圈闭的长轴背斜，其上有两个次高点，并各含 2 个小高点（图 2-11-9）。

萨Ⅱ油层组顶面构造形态，为以海拔-1085 米等高线圈闭的长轴背斜。构造完整、断层不发育，其上有三个小高点，圈闭幅度自北而南逐渐变小。构造的顶部平缓、翼角西陡东缓。构造幅度上小下大、面积则上大下小（表 2-11-47）。

表 2-11-47　红岗构造要素表

油层组	闭合度(m)	高点		轴长(km)		倾角		轴向
		深度(海拔,m)	井号	长轴	短轴	西翼	东翼	
萨Ⅰ顶	50	-1015	16-04	16	3.42～1.47	8°～10°	3°	NE11°
萨Ⅱ顶	53	-1032	红 16	15.69	3.3～1.4	8°～10°	3°	NE11°

（三）断裂特征

构造范围内断层不发育，在构造西翼，发育一条近南北走向的东倾逆断层（即著名的红岗大断裂的组成部分），区内长约 12.8 公里，断距 115～300 米。这是一条受基底断裂控制的长期发育的断裂，其逆冲时间在青山口—嫩江组沉积末期。

关于红岗构造的形成机制及定型时间，有两种观点：1961 年，地质部第二石油普查大队的“松辽盆地南部白城—大安地区石油地质报告（1961 年度）”中认为“红岗子构造是在松

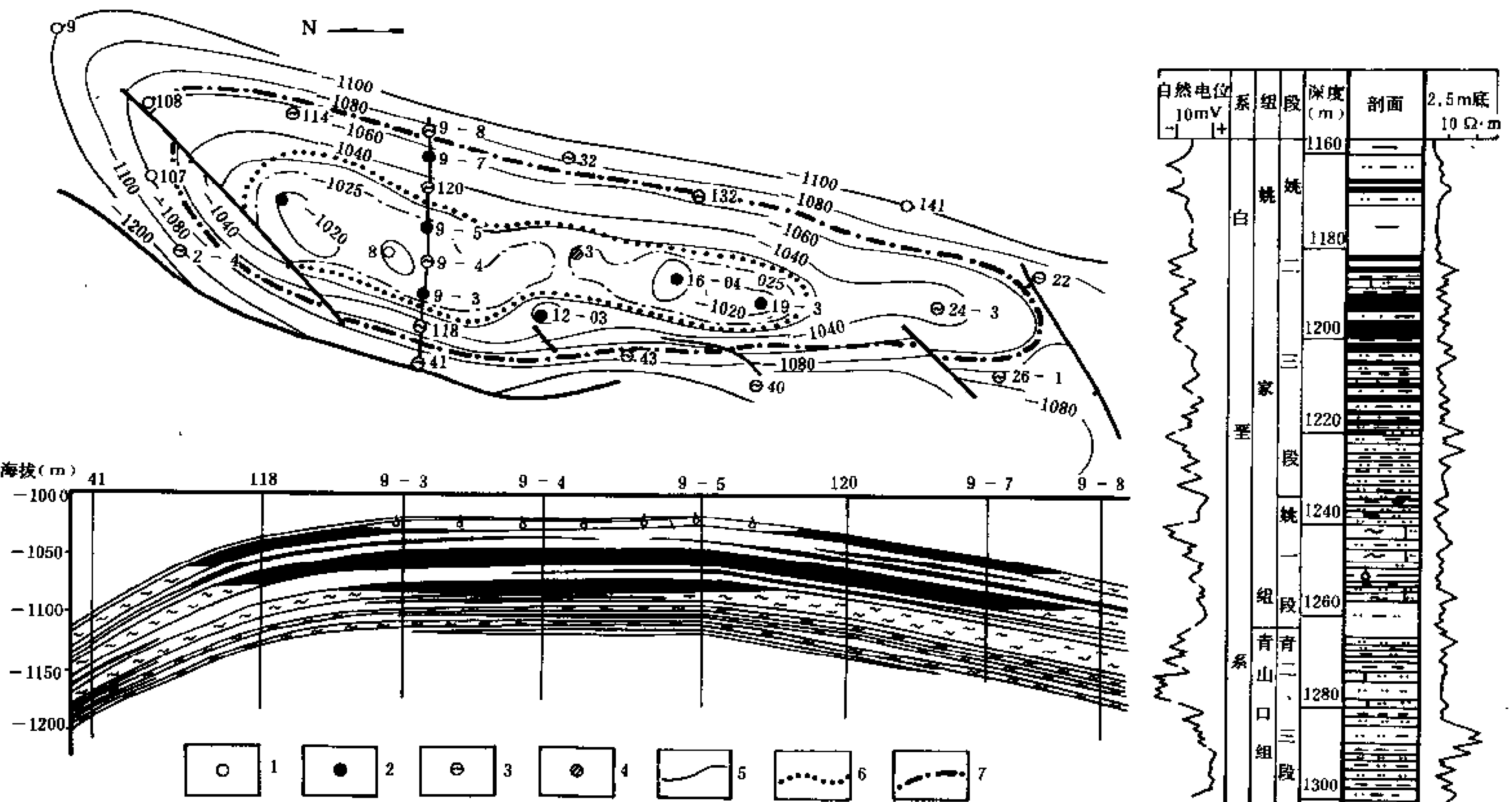


图 2-11-9　红岗油田综合成果图

1—探井；2—油井；3—注水井；4—气井；5—姚家组顶面构造等值线（米）；6—油气边界；7—油水边界

花江群沉积的大部分时间内，都是继承着基底的挠曲运动。"。1984年，吉林油田研究院勘探所在"松辽盆地南部构造总结"（初稿）中亦持类似的观点，认为它"是一个在基底断裂长期活动下，逆牵引形成的构造"，其定形期为明水期末。第二种观点认为，红岗构造为南北发育早晚不同的晚期构造。吉林油田研究院开发所在"对红岗油田构造、油藏的几点认识"研究报告中指出，"明水组沉积前构造具雏形"，大安组沉积前基本定形，泰康组沉积前构造整体定型。其后又经过"泰康期末和第四纪新构造运动进一步改造"而成现状。早在1973年，有人也曾提出类似看法，认为四方台组沉积末期具雏型，第三纪大安、泰康期以后，构造圈闭才只有50米左右。从现有资料分析，第一种观点似乎更为确当。

四、油层特征

（一）*岩性及沉积特征*

红岗油田萨尔图油层位于姚二、三段及嫩一段，埋深1160～1220米。

该段岩性为一套绿灰—灰绿色粉砂岩和泥质粉砂岩为主的砂泥岩组合。沉积构造以水平层理、微细水平层理和斑块状构造、搅混构造为主。砂岩为粉砂岩和细粉砂岩，前者局部含泥质条带或泥纹，顶面见微细水平层理，斜层理等；后者质较纯，或含钙质，具水平层理或块状构造。泥质粉砂岩以灰绿色为主，含少量介形虫及叶肢介化石。纯泥岩以灰色为主，含介形虫层，呈薄层状多具韵律性水平层理，产大量鱼骨、植物碎片及蚌类化石。

上述地层是在青山口晚期大规模的水退基础上沉积的，大致经历了姚家组沉积初期的振荡性水进，至嫩江组沉积早期的急剧水进到嫩江组沉积晚期的急剧水退三个阶段。萨Ⅰ、Ⅱ油层组的沉积处于旋回初期，这是一个湖水频繁振荡而非常缓慢的逐渐加深的过程。因此形成不太明显的沉积韵律。其沉积组合系列大体是：泥岩或砂质泥岩→砂质泥岩或泥质粉砂岩互层→砂岩或钙质砂岩→顶部钙质岩类。但在泥岩顶面或砂岩的顶面见有冲刷面，或浪痕，泥岩与砂岩突变接触。反映了多次水进水退的旋回特征。

（二）*含油层组的划分*

萨尔图油层分为两个含油砂岩层组，即上部的萨Ⅰ组和下部的萨Ⅱ组，两者之间隔以厚12米的灰绿色泥岩，偶夹泥质粉砂岩，个别井见1～2层透镜体，产大量介形虫及鱼类化石，岩性、电性特征均易识别。

萨Ⅰ组有三个标志层：萨Ⅰ组以上11～15米处有厚约3米的介形虫灰岩，电性上反映为两个中阻尖峰，其下尖峰，厚约1米，全区可见；萨Ⅰ组顶则有厚0.2～0.5米的钙质砂岩，电性特征明显，易于识别；位于其底界以上20米处有1.5～2.0米灰色泥岩，钻遇率为100%。萨Ⅰ组划分为一个砂岩组，含三个小层，自上而下为1号、2号、3号小层。

萨Ⅱ组的有8个标志层，它们的特点是层薄、片状、钻遇率为89～100%。电性特征亦很明显。据此，1980年将萨Ⅱ组划分为8个砂岩组，共22个小层，在含油井段内，共19个小层（表2-11-48）。

（三）*油层的分布及形态特征*

萨Ⅰ、Ⅱ油组共有22个含油小层、120个油砂体。主力油层为萨Ⅰ组2小层和萨Ⅱ组7小层、12小层等几个小层，共有54个油砂体。每个小层的油砂体面积总和均占油藏含油面积的0.25～0.5%。几个主力油层的储量之和占总储总的81.5%。

萨Ⅰ组为大规模水进前沉积的厚层砂岩，在红岗构造的西翼砂岩发育成块状，而在东翼则成薄层状出现。构造的西侧5-3井至11-2井、14-2井至20-02井和南端23-3井至27-2井分别为北、中、南三个河口沙坝砂，其厚度均大于10米，其外围则广泛分布席状砂。

表 2-11-48　红岗油田油组划分表

油 层 组	砂 岩 组	小　　层
萨Ⅰ组	1	1、2、3
萨Ⅱ组	1	1、2、3
	2	4^1、4^2、5^1、5^2、6
	3	7、8
	4	9、10、11
	5	12、13、14
	6	15、16
	7	17、18、19
	8	20、21、22

萨Ⅱ组则主体为薄层砂岩，厚度一般小于 2 米，被厚度小于 0.5 米的泥岩或砂质泥岩分隔。

归纳上述资料，可见砂岩的特征:①纵向上分布不均，萨Ⅰ组的 3 个小层的厚度一般在 10 米左右，而其余各小层，厚度一般不超过 2 米;②多数小层在横向上有较好的连续性，除钻遇率较大外，在平面上，砂岩物性亦较均一;③各小层间，隔层泥岩一般为 0.6～0.8 米，但封隔性能好，以致可将各小层气顶封住。

（四）含油砂岩物性特征及油藏物性参数

油层空气渗透率为 130×10^{-3}～170×10^{-3} 二次方微米；有效孔隙度为 20～30%，平均为 24%；分选系数为 1.2～3.0；胶结物含量为 20～24%；以泥质、钙质为主；胶结类型为接触—孔隙式。

油层含油级别低，饱满程度差，含油性与物性有密切关系（表 2-11-49）。

表 2-11-49　红岗油田油层物性与含油性关系统计表

含油级别	孔 隙 度 (%)	渗 透 率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)	碳 酸 盐 (%)	胶结物含量 (%)	分选系数	粒度中值 (mm)
油　砂	25.3	417	5.7			
含　油	22.0	180	6.1	<20	1.26	0.396
油　浸	20.4	60.6	12.3	22～24	3.06	0.114
油　斑	16.9	7.5	12.7	25～28	3.58	0.080

油层物性及变化特征与砂岩的分布特征一致，即厚层块状砂岩的物性及连通性较好，体现出层状砂岩的基本性质，而薄层砂岩物性变坏。

油层中部原始地层压力为 123.6×10^5 帕，压力系数为 1.02。地温梯度为 5℃／100 米，产层温度为 55℃。原始饱和压力为 110.6×10^5 帕，地饱压力差仅为 13 大气压。

五、油、气、水性质

(一) 原油性质

原油地面相对密度为0.885，地下为0.821，地面粘度为46毫帕秒，地下粘度为12.9毫帕秒，含蜡量为2%，蜡溶点为33℃，凝固点为19℃，含硫量为0.06～0.10%。

(二) 地层水性质

红岗油田地层水属 $NaHCO_3$ 型,Cl^- 为6000毫克／升,总矿化度为10000～14000毫克／升。

(三) 天然气性质

萨尔图油层天然气相对密度为0.62，甲烷含量为90.7～93.4%，乙烷为0.54～0.62%，丙烷为0.11～0.13%，二氧化碳为0～4%，氮为0.64～0.40%，为干气。

明水气层天然气相对密度为0.5848，甲烷含量为93%，重烃含量小于0.5%，含氮为4.3%，$\delta^{13}C$ 为50.4%～55.9%。

早在1974年，就有人提出，红岗油田是多油气藏的油田，并认为萨Ⅰ组、萨Ⅱ组、明水气藏及高台子油层，均有各自的油水界面和压力系统。1979年，吉林油田研究院的资料表明，萨Ⅰ、萨Ⅱ组的油水性质有明显不同（见表2-11-50)。

表2-11-50 萨Ⅰ、Ⅱ组油气水性质对比表

油组	原油物性		天然气物性		地下水矿化度 (mg／l)
	相对密度	粘度 (mPa·s)	相对密度	CH_4 (%)	
萨Ⅰ	0.8938	62.91		92.24	12780
萨Ⅱ	0.8863	51.00	0.6085	93.46	14600

关于油、气、水的变化规律，在每个油藏内，均有上轻下重的特点，但差异极小。

(四) 油、气、水分布规律

萨Ⅰ组和萨Ⅱ组都是有气顶的油藏。萨Ⅰ组中高点油气界面为-1030米，北高点为-1028米，中北高点大体相当。通过 3^2 井和 109^2 井试油，两井中的萨Ⅰ组和萨Ⅱ组均出油，射孔底界标高-1089米和-1092米，证明萨Ⅰ组和萨Ⅱ组油水界面在红岗构造的主体部位基本一致。

萨Ⅱ组每个砂组、甚至油水界面以下的砂组顶部，也都存在范围不大的气顶。这是红岗油田油气水分布的特点之一。油水分布规律的第二个特点是，各组油层都具有独立的油气水界面。油气水的分布主要受构造控制，萨Ⅰ+Ⅱ组的油水界面在中、北高点大致在同一海拔高度（-1085～-1092米）。在构造的两翼，油水界面基本对称，只是在构造的西北角 109^2—7-2井区该界面稍有偏低。其他各层自明水组—葡Ⅱ组一般都各自有独立的油气水界面。第三个特点是，油气界面由南向北抬高，特别是在萨Ⅰ组，南北高差达30米。

六、开发简况

1973年8月，在10-3及204试验井组进行试采。1974年5月开始试注。翌年全面投入开发，采用600米正方形井网，反九点法面积注水，一套层系开发。属稀井网早期注水开发，水井基本上全部混注。

1977年1月全面分注，见效。

1979年，油田南部进行井网加密调整，井距加密到425米，仍采用正方形井网，反九点法面积注水。

1981年，油田北部进行井网加密调整，井距为425米，反九点法面积注水。

油田从1974年5月到1976年末为稀井网早期注水开发阶段，以混层注水为主，采用低注采比（月注采比平均为0.8）进行开发，阶段采液量42.13万吨，注水量35.98万立方米，累计注采比为0.69，地下亏空15.93万立方米，地层压力降到饱和压力以下。单井日产由13.3吨下降到12.0吨以下。

1977年，油田全面分注后，加强了主力油层注水，月注采比提高至1.3，见到了注水效果，单井日产量回升到12.5吨以上。地层压力又恢复到饱和压力（110.9×10^5帕）以上。油田产量在保持稳产35万吨的基础上略有上升。1978年后，经过油田南部和北部两次井网加密调整，完善了注采井网，普遍实行分层加强注水，特别是加强主力层注水，注采比提高到1.3～1.6，压力由平稳到逐渐回升，生产形势较好（表2–11–51）。1984年注采比1.34，地层压力恢复到113.9×10^5帕。

表2–11–51　红岗油田采油数据表

年度＼项目	原油递增量（%）	注水变化量（%）	原油含水变化量（%）
1973	100		100
1974	528.40	100	135.84
1975	379.76	34.32	−15.07
1976	43.90	124.50	16.13
1977	0.31	14.78	33.33
1978	4.85	18.65	−18.75
1979	13.91	34.26	35.09
1980	10.45	22.46	33.77
1981	1.10	17.94	22.33
1982	4.55	8.04	23.41
1983	4.96	−7.83	21.86
1984	0.11	−59.40	11.85
1985	1.70	7.30	8.90
1986	1.00	1.90	9.10
1987	2.60	1.70	9.30
1988	−1.50	7.80	14.60

第六节 乾 安 油 田

一、概况

乾安油田位于吉林省乾安县城东6公里，安字井与让字井之间。油田东北20公里有新立、新北油田，西北18公里为海坨子油田。乾安油田所在区内地势平坦，地面海拔140~150米，略高于邻区，气候干旱，河湖稀少。油田以西22公里有通—让铁路，以西5公里有乾安—长岭公路，向东70公里为前郭尔罗斯镇，其间有柏油路相连，该公路是油田的主要运输线。

油田的构造位置在长岭凹陷北端的乾安凹陷之中的乾安构造西北翼（图2-11-10）。北依安广青山口古隆起，划属黑帝庙—乾安穹隆断鼻带北端，称之为松辽盆地南部的凹中隆。

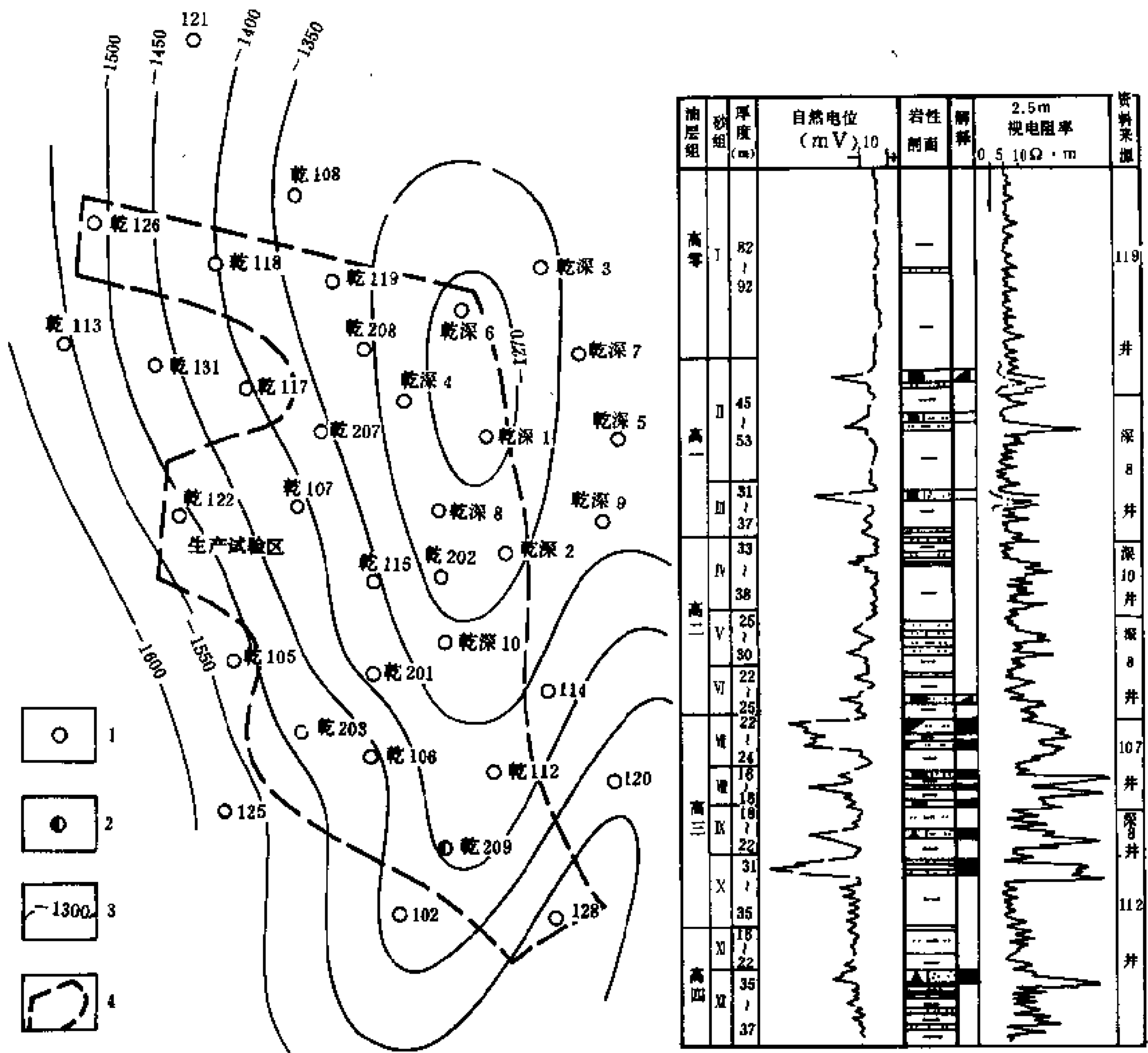


图2-11-10　乾安油田勘探成果图

1—完钻探井；2—正钻探井；3—青山口组顶面构造等值线（米）；4—含油边界计算线

油气区划属中部含油气区乾安—情字井中部组合含油气带。油田的主要产油层系为下白垩统青山口组第三段高台子油层。

截止1985年底，在控制探明含油面积内，共完成地震测线307.9公里，测线密度为2.3公里／公里^2；钻探井20口，进尺42253.27米；取芯井9口，目的层取芯进尺721.06米，芯长607.45米；试油井17口、61层次，其中单层试油42层次，有16口井获工业油流。

1985年底，计算了油田累计探明含油面积，认为该油田属大中型油田。

另外，以乾安油田为中心的乾安地区，勘探范围北起叶字井，南至对字井，东自让字井，西止龙字井。南部包括乾134井区，西部包括乾110、乾103井区，南北长47公里，东西宽27公里，面积达1300平方公里，共完成（包括探明储量区）地震测线2682.7公里，完钻49口井，在杨大城子，扶余、高台子、葡萄花、萨尔图及黑帝庙等油层见油气显示或油流。其中，在乾深2井和乾深4井区的扶余油层，以及乾深4井的葡萄花油层获工业油流。包括高台子油层在内，已控制含油面积百余平方公里。

二、勘探简况

（一）区域地质普查及区域预探阶段（1956～1983年）

1956～1958年，地质部松辽石油普查勘探大队及物探大队曾在本区进行地质概查，并发现（查干诺尔构造群中段帅字井）重力高及磁异常。

1959年，该队在重、磁异常带上钻了9口井，旨在搞清地层层序及构造情况。其中惟乾3井井深达1217.2米，钻达嫩三段。

同年，石油工业部松辽勘探局107地震队确认乾安构造，而且经过地震工作证实深部亦有构造存在。当时定名为帅字井构造，1962年改现名。

1960年，石油工业部松辽勘探局在构造上钻帅1井，井深1448.42米，于姚家组（1326～1322米）井壁取芯发现4颗油砂。同年10月，地质部二普五区队在吉林省查干诺尔地区进行构造详查，当年提交的报告称帅字井构造葡萄花油层希望很大。并且预言扶余油层岩性、物性较差，不是一个很理想的目的层。

1975～1980年间，吉林省石油会战指挥部完成地震详查，圈定构造面积，搞清了T_1、T_2、$T_{3(1)}$、$T_{3(2)}$诸层的构造要素，基本接近地震细测及钻井资料共同勾绘的现状。

1977年2月，乾深1井完钻，录井中发现黑帝庙、葡萄花及高台子油层有油斑级以上的油气显示多层。

翌年10月，乾深2井终孔，钻达泉三段地层。

1978年12月19日～1979年2月17日，于乾深1井高台子油层首次获工业油流3.3米^3／日（气举法)。同年，乾安地区列为重点探区，完善了该构造的地层剖面。并于该井首次发现扶余及杨大城子油层的油气显示。当年用气举法试获扶余油层自喷4.913吨／日，高台子油层2.03米^3／日，合试最高达5.2吨／日，杨大城子油层仅见油花。

（二）详探阶段（1984～1985）

1984年4月，对高台子油层重新认识，5～6月于乾深10井1726.4～1722.0米井段（1层4.4米）用气举法试油，初产原油5.3米^3／日；压裂后气举产11米^3／日，证实了乾安地区高台子油层的工业价值。

同年7月，吉林省油田管理局集中6部大钻详探乾安地区，以高台子油层为目的层，以乾深10井为中心在南北1300平方公里的范围内部署了11口探井，年底全部完钻。经试油有6口井获工业油流。其中乾107井气举获油15.5米^3／日。

同年，在乾深10井区基本探明含油面积40.1平方公里。

1985年3月，开辟生产实验区，至年底，新增含油面积近百平方公里。

勘探过程中，研究人员曾对乾安地区的区域地质、沉积环境、地球物理特征，油气藏开采条件等诸方面进行了探索，提交的主要报告共10份，可资考阅。

三、地质特征

(一) 地层

乾安地区从第四系到泉三段都有沉积，只在嫩五段、明二段上部缺失部分地层（图2-11-11）。泉三段尚未揭穿。按地震资料分析，该区下白垩统较齐全，并有可能存在侏罗纪断陷沉积。已揭露地层最大厚度近3000米。

地层			岩性剖面	接触关系	厚度(m)	主要岩性	生储盖组合	油层名称	
第四系					50～130	粘土、砂砾层			
第三系	泰康组				100～120	砂砾层			
第三系	大安组				0～60	泥岩、砂砾层			
上白垩统	明水组	二段			0～350	砖红色泥岩夹砂岩			
上白垩统	明水组	一段			0～250	砖红色灰黑色泥岩为主，夹薄层砂岩			
上白垩统	四方台组				150～390	砖红、灰绿、灰黑色泥岩与细砂岩互层			
下白垩统	嫩江组	五段			0～75	暗紫红色泥岩与粉砂岩互层			
下白垩统	嫩江组	四段			230～275	灰绿色、灰黑色泥岩与泥质粉砂岩，粉砂岩互层	储	黑帝庙	第一组
下白垩统	嫩江组	三段			100～115	灰黑色泥岩与粉砂岩组成三个反旋回	生	黑帝庙	第二组
下白垩统	嫩江组	二段			160～180	灰黑色泥岩、底为油页岩	盖		
下白垩统	嫩江组	一段			68～77	灰黑色泥岩、泥页岩、油页岩			
下白垩统	姚家组	二、三段			67.5～90	紫红色泥岩，顶具粉砂岩		萨尔图	
下白垩统	姚家组	一段			37.5～55	紫红色泥岩，底部粉砂岩	储	葡萄花	
下白垩统	青山口组	二、三段			485～590	上部紫红色泥岩 中部紫红、灰绿色泥岩粉砂岩互层 下部灰、灰黑色泥岩	储 生	高台子	
下白垩统	青山口组	一段			82～88	灰黑色泥岩、泥页岩	盖		
下白垩统	泉头组	四段			109～127	灰黑色泥岩、紫红色泥岩与细砂岩互层	储	扶余	
下白垩统	泉头组	三段			（未穿）	紫红色泥岩夹细砂岩	储	杨大城子	

图2-11-11　乾安地区地层综合柱状图

（二）构造特征

乾安构造位于长岭凹陷北端，其区域背景是东高西低，在此背景上构造向西倾斜2.4°。据地震资料表明，T_1～T_5均有构造显示。自T_2以上，各层形态趋于一致，基本上为一南北走向的低幅度穹隆构造。

1985年，对T_1、T_1^1、T_2各层用钻井资料结合地震成果，重新勾绘落实各层产状要素（表2-4-52）。其中姚家组顶面构造图（T_1）是一个近南北走向的短轴背斜，以-1150米等值线圈闭，面积40平方公里，幅度34米，倾角2.5°，北东翼平缓。并于南部乾深10、乾102井处形成较大的、向南倾没的鼻状构造。构造上断层不发育。

表2-11-52 乾安构造要素表

层位	走向	长短轴 (km×km)	面积 (km^2)	闭合线 (海拔,m)	闭合度 (m)
T_1	SN	10.5×5	40	-1150	34
T_1^1	SN	12.0×5	45	-1130	39
T_2	SN	12.5×7	60	-1975	60

青山口组顶面构造形态与泉头组吻合，但其倾角仅0.7°。

由表2-11-52可见，该构造的幅度、面积由下而上均减小。轴向基本一致。但乾安油田位于构造西翼，构造对油气控制作用不明显。

（三）断层特征

乾安构造断层稀少，自T_5～T_1有北西、北东和近南北向三组断层，但其分布主要集中在下部的T_3～T_5各层内，全构造T_2层仅有断层5条，而到T_1则只剩2条，在油田范围内仅1条。断层特点为：①全部为正断层；②分布上稀下密，断距上大下小。这些断层对油气的影响甚小，以至在一般文献中很少讨论。

乾安构造的形成机制一般认为，是燕山运动Ⅴ幕盆地区域性褶皱变动所致。对乾安构造的定型期有两种看法：一种认为，在明水期末一次定型；另一种认为构造发育较早，早在青山口期末，其泉头组顶面就有20米的隆起显示，其定型期在早白垩世末。当年，在普查阶段地质部二普五区队也持有类似的看法。他们认为这个地区的重力高、古地形和磁性体隆起的一致性说明了重力高是基底隆起的反映。其表层构造的形成过程中，在四方台组沉积之前，查干诺尔构造群之中段和东部隆起带是一个整体，总的表现为边沉积边隆起，只是隆起的速度东部较西部大。

四、油层特征

（一）层位及沉积特征

乾安油田主要含油层是青山口组第三段中、下部的高台子油层。该段标志层为中、上部的1～2米厚的灰白色钙质砂岩及下部厚度3～5米的暗色泥岩。含油井段长100～200米，含油段顶界最小埋深为1518米，含油底界最大埋深为2072米。青三段渗透性砂岩累计厚度20～40米，最厚为51.2米（乾103井），层数1～15层，单层砂岩厚度2～4米，最厚14.4米（乾7-9井）。

青三段的岩性为灰绿色、深褐色泥岩与粉砂岩、粗粉砂岩组成不等厚互层，厚度360～

410 米。砂地比为 12.1%。

按岩石成分分类，粉砂岩为硬砂岩，其颗粒磨圆度差，分选则因地而异。以泥、钙质孔隙—接触式或接触—孔隙式胶结为主，胶结物含量为 10～30%，钙质略多于泥质。该段岩石后生作用较强，石英、长石次生加大明显，构成对含油物性的直接影响。

各韵律顶部的岩性为泥岩、粉砂质泥岩或夹不渗透的钙、泥质粉砂岩。其厚度一般大于 10 米，形成较好的隔层。

据岩相古地理研究，乾安地区的青山口组，是保康沉积体系的组成部分。青山口中期，本区开始缓慢上升，随着湖水的退缩，保康体系的前缘伸入乾（安）、新（北）地区，形成包括各种类型砂体的三角洲前缘相沉积。

沉积层的展布受沉积环境的制约，总的趋势是，在青三段沉积时期，三角洲沉积的轴部在 105、115、深 8、深 1 井一带。由轴部向前缘、侧缘、砂岩厚度变薄，而地层厚度变厚，其厚度变化均匀。

（二）含油层组的划分

乾安油田高台子油层含油井段长。采用标志层控制层段，根据旋回划分层组及每个旋回中的韵律划分小层的原则，全井段共分 5 个油层组、12 个砂岩组、42 个小层（见表 2-11-53）。其中主要砂体集中在Ⅶ—Ⅹ砂组，而主力油层位于Ⅷ、Ⅸ两组中。

表 2-11-53　乾安油田油层组划分表

油层组		砂组		小层数
编号	厚度（m）	编号	厚度(m)	
G_0	85	Ⅰ	85	
G_1	79	Ⅱ	46	6
		Ⅲ	33	5
G_2	83	Ⅳ	34	4
		Ⅴ	25	4
		Ⅵ	24	3
G_3	93	Ⅶ	22	3
		Ⅷ	17	3
		Ⅸ	21	3
		Ⅹ	33	4
G_4		Ⅺ	19	2
		Ⅻ	35	5

（三）油层的分布及形态特征

高台子油层砂体分布有如下特点：纵向上主力油层集中于含油段的下部Ⅶ～Ⅷ砂组，其有效厚度占总有效厚度的 52%，储量占 60%以上。一般油层连续性较差，纵向分布亦较零散。因此在全区范围内，小层砂岩钻遇率大于 50%的仅有 5 个。在探区范围内，钻遇有效厚度的小层有 21 层，其中只有一口井钻遇 12 个小层。另外，上、下油层间连通性亦差，一般都有大于 10 米的泥岩隔层。

油层的平面分布特点是，油田主体部位多为带状砂和席状砂，油层厚度较大，它所控制的储量占油田总储量的 80%。而油田北部、西部及南部，厚度变薄，层数减少，控制的储量相应减少。

在生产试验区油层发育，与油田油层分布规律相吻合。

主要砂组单砂体的几何形态，以三角洲前缘相的条带状和席状为主，少数呈片状和断续条带状。条带一般宽 300～600 米，延伸方向是北西向。因此，在走向上连续性较好，一般可追索 1500～1800 米。其钻遇率亦高，在油田内可达 50%，其余各种砂岩一般为 13～25%。

（四）含油砂岩物性特征及油藏物理参数

砂岩的储油方式以粒间孔隙为主。孔隙半径一般为 0.3～0.83 微米，最大达 7.206 微米，平均为 0.7 微米，正态分布峰位主要分布在 0.1～1.0 微米之间。

乾安油田是低孔隙度、低渗透率，储集层非均质性较强的油田，其岩石物性见表 2–11–54。

表 2–11–54 乾安油田砂岩物性非均质性统计表

砂岩组	有效厚度						砂岩					
	孔隙度（%）			渗透率（$\times 10^{-3}\mu m^2$）			孔隙度（%）			渗透率（$\times 10^{-3}\mu m^2$）		
	平均值	非均质系数	样数	平均值	非均质系数	样数	平均值	非均质系数	样数	平均值	非均质系数	样数
Ⅱ							5.73		3	0.006		3
Ⅲ							9.82		4	0.021		4
Ⅳ												
Ⅴ												
Ⅵ	15		2				11.1		9	0.014		3
Ⅶ	18.6	1.1	44	10.52	2.97	37	18.6	1.1	44	10.52	2.97	37
Ⅷ	15.06	1.22	66	5.92	2.94	56	13.3	1.26	80	5.02	3.68	67
Ⅸ	13.9	1.13	17	0.75	2.0	15	11.04	1.15	24	0.41	3.04	16
Ⅹ	15.24	1.22	42	0.81	3.2	40	8.92	1.24	94	0.29	3.25	85
Ⅺ							7.88	1.10	10	0.07	1.94	10
总平均	16.3	1.17	171	5.72	2.78	148	11.89	1.17	268	3.11	2.97	225

储集层物性的分布规律与砂岩分布规律相似。纵向上，以Ⅶ、Ⅷ砂层物性最好，平均渗透率分别为 10.52×10^{-3} 二次方微米和 5.02×10^{-3} 二次方微米，其他砂组都比较差。平面上，资料较多的Ⅶ砂组，其渗透率由西向东变差。

根据岩芯观察、钻井泥浆漏失及试油资料，乾安油田高台子油层裂缝比较发育。按裂缝

的力学性质可分剪切裂缝和张裂缝两类。

剪切裂缝彼此平行，共垂层面，每个岩芯断面（直径 11 厘米）最密可达 10 条，一般为 2～5 条。这组裂缝延伸长，一般为 0.5～2.0 米，最长达 5.75 米，裂缝延伸方向可能为 NE60°和 SE140°。它的另一个特点是裂面光滑，充填物少。

张裂缝一般斜交层面，其形状不规则，裂面粗糙、规模较小，方向可能为 SE100°。

裂缝的分布可能与构造位置及岩石性质有关，即平面上，构造翼部的乾 126、乾深 8、乾深 10、乾 102 等井比较发育。在纵向上，含油井段（脆性岩石）比较发育。

一般认为，裂缝的作用有两重性。一方面，可以改善储油层的渗透能力。据统计产油井压裂效果好，压后可增产 8～10 倍，这和人工裂缝与天然裂缝发生勾通有关；另一方面，裂缝在注水开发时，可能导致水窜和水淹。

高台子油层埋藏深逾千米，油层中部深度 1820 米（海拔-1670 米）。根据乾深 3、7 及 102 等井地温资料，平均地温梯度为 3.94℃／100 米。油层部位为 3.75℃／100 米，油层中部深处温度为 76℃左右。

根据乾 107、115、112 井压力恢复资料计算油层压力，压力系数为 1.04～1.05。按正常压力系统推算，油层中部压力为 192.9×10^5 帕。饱和压力 93.9×10^5 帕。

五、油、气、水性质

（一）地面原油性质

原油相对密度为 0.8392～0.8737，平均为 0.8572；粘度（50℃）为 10.17～54.39 毫帕秒，平均为 29.19 毫帕秒；凝固点为 31～45℃，平均为 36℃；含硫 0.06～0.17%，平均为 0.09%；初馏点 91～188℃，平均为 118℃；胶质含量为 15.3～27.4%，平均为 19.2%；含蜡量为 17.6～28.0%，平均为 21.4%；沥青质占 0.14～1.21%，平均为 0.49%。由西向东油质变轻，油田主体部位原油相对密度平均为 0.854。

地层原油相对密度为 0.754，粘度为 5.3 毫帕秒，原油体积系数为 1.155，原始气油比为 58 米^3／吨，饱和压力为 93.9×10^5 帕。

（二）天然气性质

石油溶解气中的甲烷含量占 62.5～72.3%，平均为 67.4%，重烃含量平均为 12.2%，二氧化碳平均含量为 4.7%，氮气平均为 12.9%，天然气相对密度平均为 0.7819。

（三）地层水性质

矿化度为 15000～20000 毫克／升，Cl^-含量为 4000～9000 毫克／升，水型为 $NaHCO_3$。Cl^-含量由西向东依次增高。

（四）油水分布规律

乾安油田为构造背景下的岩性油藏，储集层的物性及连通性直接控制着油水分布。

经试油证实，高台子油层没有气层、气顶。其油水分布特征为:

1.纵向上没有统一油水界面

从整个含油井段上看，没有一个统一的油水界面，不存在底水。由于各层段砂岩物性连通性的差异，造成原油分布的明显差异。

Ⅵ砂组以上，砂岩多呈透镜状，由于物性、连通性较差，所以砂岩多含水或为致密层，个别物性好的油砂体零散分布于含油面积内。

Ⅶ砂组以下，砂岩物性、连通性好，油层发育。含油面积内没见明显的含油底界，有些物性好的砂岩，虽然层位很低，但仍可含油，如 122 井Ⅶ砂组以下的 30 号层，128、112 井

的XII_2小层。总的来看，因受物性控制，上部含油性好，下部含油性差。如Ⅶ砂组以下电测解释的一些差油层，压裂后高含水，其原因有待于进一步认识。

2.平面上纯油层集中

现全油田高台子油层探井试油井共26口，产工业油流的13口井，控制在含油面积内。产纯油的7口高产井全部集中在探明的面积内，外围多为低产含水油层。

3.主力砂组有大致相同的含油边界

含油边界主要针对Ⅶ～Ⅹ砂组而言，主体砂岩向东变薄至尖灭，控制了东部含油边界。西部、南部经试油和电测解释，证实处于低部位的113、105、125、102等井为水层，基本控制了西部和南部的含油边界，且各砂组边界平面上大致相同。Ⅶ砂组含油边界在西、南部有外扩现象。

六、开发简况

1985年3月，开辟了生产试验区。

当年12月，全区共钻井30口，其中23口投入生产（包括5口探井）。投产两个月以上的共16口。投产方式多为有效厚度一次射孔，选单层压裂投产（压裂厚度占射孔厚度的30%），个别井未经压裂直接投产。生产方式为抽油生产。试采期单井平均日产11吨，最高达25吨（乾5–9井）。

试生产证明，油层自然产能较低。单层试油产量一般为0.5吨／日以下，但压裂可增产10倍以上，效果显著。

乾安油田历年原油产量及注水量、原油含水量变化情况如表2–11–55，自油田开发以来，原油产量基本保持上升趋势。

表2–11–55 乾安油田采油数据表

项目 / 年度	原油递增量（%）	注水变化量（%）	原油含水变化量（%）
1985	100		100
1986	745.20	100	–10.9
1987	184.00	164.9	77.4
1988	6.90	204.2	41.5

第七节 英台油田

一、概况

英台油田地处嫩江西岸、镇赉县大屯乡东约12公里处，该油田西距镇赉县城54公里，南距红岗油田约34公里。油田附近地势平坦而低洼，为洮儿河与嫩江汇合的沼泽地区。地面海拔为130～140米，交通不便，目前仅有简易公路穿过工区，夏季施工十分困难。

英台构造属于中央坳陷区红岗大安阶地上的一个局部构造，划属红岗阶地英台—龙虎泡背斜构造带。含油区划暂属西部含油气区，中、上部组合含油气聚集带。该构造的主要含油层位为嫩江组—姚家组之间的萨尔图油层和青山口组上部的高台子油层。

1984年底，英台构造萨尔图油层的详探工作已基本完成，其工作量为：地震测线305.5公里，测网密度0.4～1.2×1.0～2.0公里；钻探井14口，进尺25304.0米；取芯井8口，取芯进尺244.43米，芯长106.63米，收获率为80.5%；试油井8口，21层次，有4口井6层次获工业油气流。在此基础上，确定了总含油面积和纯气藏面积，初步圈定了高台子油层的含油面积。

二、勘探简史

（一）区域地质普查阶段（*1956～1963*年）

该区的地球物理普查工作与盆地统一完成于1956～1959年间。

1960年，石油部松辽勘探局用“51”型地震仪作英台地区地震普查，发现英台构造，当时获得的T_{04}（相当于现在的T_{03}，即嫩江组顶面）及T_1地震界面的构造形态基本为一穹隆背斜，但其面积和幅度均小于现在的数值。T_2界面为东倾鼻状，未圈闭。上述三个界面的高点自下而上依次向东偏移。

1962年，石油部松辽勘探局勘探指挥部第四勘探处，首钻英1井（井深2051.03米，钻达泉四段）于1433～1435（萨尔图、葡萄花油层）、1582～1956（高台子油层）及其下的扶余油层见油气显示。工作后基本上建立了该构造的地层层序。

同年10月，由勘探二处在英台构造以北地区勘探，掌握了英台地区剖面和厚度变化情况，从而证实了中部含油组合的砂层在英台地区是十分发育的。并且认为英台地区是含油的，但由于没有明显的局部构造，油气的聚集条件较差。

1963年，勘探四处钻英2井（井深2055米）于1399～1444米（萨尔图油层）和1533～1661米（青山口组）发现油斑、油迹级含油显示。因构造幅度低、含油级别差，没有进行试油工作。

同年，石油部松辽勘探局在“1963年地质工作总结”中认为英台砂体由东向西（即向盆地边缘）泥岩尖灭，砂岩合并，单层厚度明显增大，边缘开口，缺乏上倾尖灭的条件。

（二）详探阶段（*1981～1984*年）

1981～1982年度，吉林省油田管理局地调处用多次覆盖法对英台构造进行了少量地震复查。

1982～1984年度，该处在包括英台构造在内的大约760平方公里的范围内继续复查工作，得到了基底及其以上各层次的地震反射记录，作出了T_5、T_2、T_1、T_{03}等反射面构造图。

1982年8月，由吉林省油田管理局钻井公司于复测的英台构造T_1高点钻英101井（井深2075.59米）钻达泉二段。在萨尔图、高台子、扶余油层见荧光级油气显示。

1982年11月15日～11月28日，在英101井萨尔图油层首次试获3.52米^3／日的工业油流和3.77万米^3／日的天然气流。

次年9月6日～10月4日，在英102井高台子油层首次试获21.99米^3／日的工业油流。

1984年底，基本探明萨尔图油层的含油面积及天然气储量，并对高台子油层的储量做了估算。1986年，萨尔图油层正式投产。

在勘探阶段开始前，吉林油田研究院就对英台地区的石油地质条件、油气分布规律进行了多方面的探索。特别是对英台砂体的研究、解剖尤详。此项工作一直继续到勘探的末期，仍在进行。

1980 年，吉林油田研究院在“英台砂体沉积特征初步探讨”报告中指出，英台砂体物源来自镇赉、白城一带，源近流短，是河湖水动力共同作用的产物。其泉四—嫩一段沉积时期砂体垂直盆地长轴发育，自西向东发育有洪积相—三角洲前缘相序列。

1982 年，吉林油田研究院在“英台三角洲体系及油气藏类型预测”中认为，泉四—嫩一段沉积时期，英台砂体属于英台冲积扇—三角洲体系，而英台为其前缘。它的水下三角洲极其发育，其前缘面积甚至大于水上部分。在英台一带发育有河口坝砂和席状砂，从而指出其含油前景。

1983 年，吉林油田研究院在“利用地震资料研究西斜坡沉积体系”的报告中，从地震角度也提出了类似的结论。

到目前为止，包括地调处、钻井公司在内的有关英台地区的论文和报告较多，其中有重要参考价值的约 10 余份，可供研究英台地区的学者咨询。

三、地质特征

(一) 地层简述

英台地区位于中央坳陷区西缘。据地震资料，基底之上为侏罗系断陷沉积，其上直覆泉二段，缺失登娄库组及泉一段。据钻井揭露，泉四段—嫩江组为连续沉积（表 2-11-56），地层向东增厚。晚白垩世末，由于燕山运动第Ⅴ幕及其以后各次运动的影响，嫩江组以上各时代地层皆为不整合接触。区内砂体发育，青山口组为三角洲前缘相，以水下河道砂为主；姚家组上部以席状砂及透镜状砂岩为主。

表 2-11-56 英台地区地层简表

地层时代					厚度 (m)	岩性	油层
界	系	统	组	段			
新生界	第四系				70～90	灰黄色、石英细砂，灰黄色，灰色粘土	
	第三系		泰康组		70～120	上部灰绿色粉砂质泥岩、粗砂岩，下部灰白色石英砂砾岩	
			大安组		20～50	上部灰绿色粉砂质泥岩，下部灰白色石英砂砾岩	
中生界	白垩系	上统	明水组	二	270～320	红、绿色泥质砂岩、泥岩，灰绿色泥质粉砂岩	
				一	120～140	深灰色泥岩、砂质泥岩、浅灰色泥质粉砂岩	明水气层
			四方台组		160～190	棕红色泥岩，灰白、灰绿色泥质粉砂岩、粉细砂岩	
		下统	嫩江组	五	90～130	紫红、绿色泥岩，粉砂质泥岩夹粉砂岩	
				四	180～250	棕红色、灰绿、紫红色泥岩，粉砂质泥岩，粉砂岩	黑帝庙
				三	70～80	灰绿、灰色泥岩，灰白色粉砂质泥岩、粉砂岩	黑帝庙
				二	110～130	灰黑色泥岩、夹薄层灰绿色泥岩，底部为褐色油页岩	
				一	60～70	灰黑色泥岩夹薄层灰白、灰色粉砂质泥岩、粉砂岩	萨尔图
			姚家组	三、二	75～85	灰黑、灰、灰绿色泥岩，夹灰白色粉砂质泥岩、粉砂岩	萨尔图
				一	30～50	灰、灰绿色泥岩，灰，灰白色粉砂岩、泥质粉砂岩	葡萄花
			青山口组	三、二	280～300	灰黑、灰色泥岩，灰白色粉砂岩、泥质粉砂岩	高台子
				一	45～55	灰黑色泥岩、夹粉砂岩、泥质粉砂岩	
			泉头组	四	80～90	灰、灰绿、紫红色泥岩与灰白、紫灰色粉细砂互层	扶余

（二）构造特征

1982～1984年，连续三年对英台构造进行了地震复查，落实了T_{03}、T_1、T_2构造形态。T_{03}（嫩江组顶面）相当于原T_{04}和T_1（姚家组顶面），形态未变，仍为穹隆构造，只是T_{03}面积比原来变小，T_1面积则变大(表2–11–57)。T_2（泉头组顶面）构造西侧被一北东向断层封闭形成断鼻构造。上述三层构造的高点自西向东依次降低，平面上由老到新明显东移，T_1相对T_2东移4.5公里，T_{03}相对T_1东移7.5公里。

表2–11–57　英台构造要素表(地震)

制图时间	层　位	闭合面积 (km^2)	闭合幅度 (m)	长　轴 (km)	短　轴 (km)	高点海拔 (m)	构造形态
1960	T_{04}	36	25	9.5	5.0		穹隆
	T_1	20	25	8.0	3.6		穹隆
	T_2						鼻状
1983年	T_{03}	19	25	6.5	3.5	−575	穹隆
	T_1	25	36	7.8	3.9	−1229	穹隆
	T_2	20.5	37	5.5	4.0	−1643	断鼻

1.姚家组顶面构造特征

据钻井资料，姚家组顶面的构造形态是一个走向近东西、被断层切割的穹隆背斜，英108井断层东、西两侧圈闭的深度不一致，断层东侧−1260米等高线和断层相抵，形成圈闭。构造总面积48.8平方公里，幅度20米（断层东侧)，构造较平缓，南北两翼倾角均为0.6°，长轴10公里，短轴6公里，构造高点位于英102井(图2–11–12)。

2.青山口组顶面构造形态

据钻井资料，青山口组顶界面为一东倾鼻状构造，走向近东西，坡降6.1米／公里，南北两翼倾角分别为0.9°和0.6°。顶部长4公里，宽3公里，其上以英102井为中心有一个幅度3～5米，面积2平方公里的小幅度背斜圈闭。

（三）断层特征

姚家组顶面上发育4条正断层，过英108井的北东向断层切割构造西翼，层面东倾，倾角75°，垂向断距15米左右，延伸长度7公里左右，是英台构造上的主要断层。英102～英104井以南的3条断层首尾相连，呈反"之"字形（图2–11–12)。

上述断层的证据较少，可靠程度较低，仅英115井发现断点。余者皆由两盘落差、油水分布关系及地震资料推测，有待进一步落实。青山口组顶面构造未发现断层。

关于英台构造的形成机制及定型期问题，前人一般都认为嫩末的构造运动，使构造得到发展，白垩纪末期定型。1984年吉林油田研究院提出，姚家组顶面构造是以姚家组沉积末的砂体为背景、受砂泥岩差异压实和嫩江期后各时期水平挤压力、由东倾鼻状发育成穹隆构造，定型期为第三纪末。并认为英台构造是龙虎泡—大安阶地上的一个局部构造，但与阶地上的其他局部构造的形成时间、成因、形态均不相同。大安、红岗、龙虎泡等构造是受基底断裂活动，形成于明水期末的近南北向的长轴背斜，而英台构造则有其自己的特点。

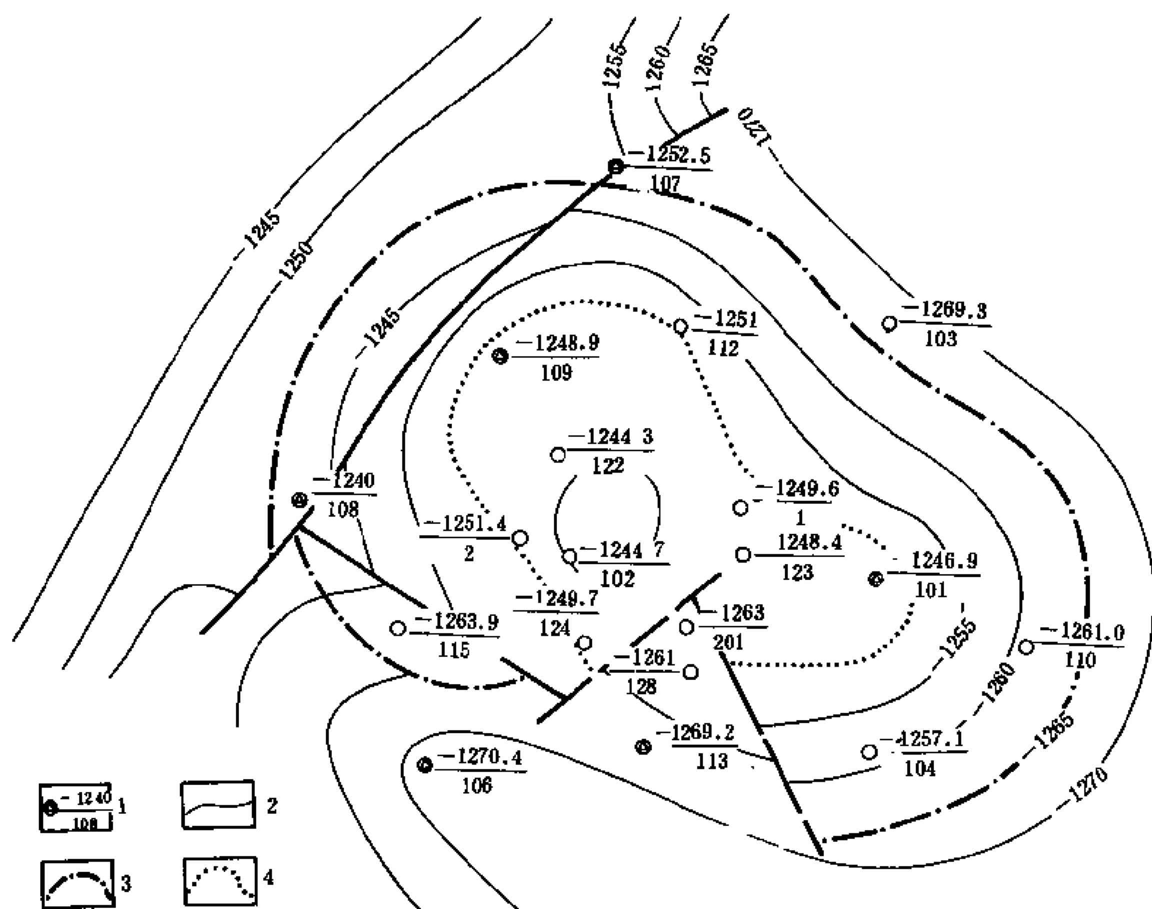


图 2-11-12　英台构造萨尔图油层勘探成果图

1—油气显示井 $\frac{\text{海拔（米）}}{\text{井号}}$；2—姚家组顶面构造线；3—含油边界线；4—含气边界线

四、储集层特征

（一）萨尔图油层储集层特征

1.岩性及沉积特征

英台构造的萨尔图油层，位于姚家组二、三段上部及嫩一段底部。地层厚度 165～305 米，但其主要含油层集中在姚二、三段，层段厚度 70～90 米，埋深 1384～1440 米。

该段主要岩性为浅灰色、灰白色泥质粉砂岩、粉砂岩与灰色、灰绿色薄层泥岩互层，具水平层理和具斜层理，砂岩底部常见搅混构造和冲刷面。在泥岩和泥质粉砂岩中鱼化石碎片、介形虫化石十分丰富，且多见黄铁矿粉末。地层分布东厚西薄，但其中的砂层则西厚东薄，层数则由少变多，总砂地比大于 50%。

对英台砂体进行研究的人员较多，认识观点上也存在一定的差异，但却都认为英台构造处于英台沉积体系的三角洲前缘相带上，为水下沉积。近年的微相研究成果也得出相似的结论，认为英台构造萨尔图油层的沉积环境属三角洲前缘的水下环境，主要砂体类型为水下河道和河口坝砂体。

2.含油层组的划分

英台构造萨尔图油层的主力层段位于姚家组二、三段的中、上部萨Ⅱ油组。砂体十分发

育，其总的变化趋势是从西向东、南、北三个方向减薄。由英105井厚61米向东到英110井为37.4米，向北东到英103井为43米，向南到英106井为37.2米。纵向上有明显的沉积韵律。

英台构造萨尔图油层共发现3个含油组，但以姚二、三段的萨Ⅱ油组为其主力。根据岩性、沉积韵律及电性特征将萨Ⅱ油组分为两个砂组、5个含油小层。即上部的1砂组含1～3号小层，下部的2砂组含4～5号小层。两砂组间有12～20米的泥岩隔层，岩性差别明显，易于区分。

3.含油砂岩的分布及形态特征

目前，在萨Ⅱ油组的两个砂组中共发现约60个小砂体，其分布与含油层段砂岩分布规律一致。即砂层由构造的西部向东部、北部、南部变薄，但层数增多，全区单砂层平均厚度为3.54米，最大7.0米，最小仅6.6米。砂层的平面分布范围较小，惟1、5小层覆盖全区。

根据1～5小层的沉积特点及砂体形态的研究认为，1砂组即1～3小层，为三角洲前缘席状砂，小砂层的平面形态为席状，纵向上为薄层互层。2砂组即4～5号小层，则为水下河道砂，平面是带状，纵向上为厚层砂，彼此叠加。

4.砂岩含油物性及其油藏参数

萨尔图油层储油岩性主要为粉砂岩，其次为细粉砂岩，粒度中值为2.25～3.65毫米，分选中等至较好，分选系数为1.46～3.29。颗粒磨圆为次棱角状，胶结物以泥质为主，含量为5.7～22.0%，次为钙质（1～15%）。胶结类型以接触式为主。

油层（有效厚度层）孔隙度为24.5%，最小为18.1%，单层孔隙度变化范围在22.00～21.5%之间，平面分布亦比较稳定。最大渗透率为3.16×10^{-3}二次方微米，最小为2.1×10^{-3}二次方微米，单层平均渗透率为84.8×10^{-3}～36.1×10^{-3}二次方微米，平面变化较大。

萨尔图油层原始地层压力为147×10^{5}～145.7×10^{5}帕，压力系数为1.04，油层中部(1400米）折算地层压力平均为145.7×10^{5}帕。

英108井实测饱和压力为118.9×10^{5}帕，压差为26.9×10^{5}帕。

油层中部温度为62.5～61.5℃，增温率为22米增温1℃，地温梯度高为4.5℃／100米。

（二）高台子油层储集层特征

1.岩性及沉积特征

高台子油层位于青山口组二、三段地层中．埋深1550～1690米．岩性为一套灰白色细、粉砂岩，黑色、深灰色泥质粉砂岩、粉砂质泥岩、灰黑色泥岩组成韵律层，并夹有介形虫砂岩。总厚度为320～350米，含油段埋深1550～1690米，砂地比为59.5～79.9%。地层分布由西向东、北、南三个方向加厚，但砂层厚度变化趋势则相反。

高台子油层紧邻萨尔图油层之下，其沉积特征亦与之相似，均属三角洲前缘相沉积。

2.含油砂岩层组的划分

根据岩性组合关系和韵律特征，初步划为6个油组，除高零组之外，每个组又划分成两个砂组（表2-11-58）。

3.含油砂岩的分布及形态特征

高台子油层总的分布趋势是向西、西南方向开口，向东减薄，且分叉，横向连续性较好。

表 2-11-58 英台构造高台子油层砂层数据一览表

油层组	砂岩组	油层组厚 (m)	砂层组厚 (m)	砂岩厚 (m)	小层数
高零	1	0~48.0	0~48.0	0~19.2	0~6
高一	2	43.0~54.0	16.5~23.0	4.2~13.8	2~7
	3		23.0~34.5	16.2~27.6	1~9
高二	4	44.5~58.0	23.0~34.0	14.6~21.0	3~9
	5		20.5~27.0	4.2~22.4	2~8
高三	6	49.0~57.0	20.0~27.5	7.8~22.4	2~8
	7		28.0~34.0	15.8~26.8	2~7
高四	8	62.0~70.0	20.0~27.0	15.6~27.4	1~4
	9		34.0~46.5	27.4~38.8	2~8
高五	10	64.0~69.0	32.5~40.0	17.8~31.0	3~8
	11		30.0~36.0	19.0~26.8	2~5

高台子油层砂岩大体分为三类，即块状、厚层状和中—厚层状。高四组基本为块状，单层厚度5~20米，最厚28米，具水平层理、递变层理，正韵律性明显，底部为细砂岩，具搅混构造及冲刷面，向上粒度变细为粉砂岩；高二、三组砂岩基本上为厚层状、单层厚度5~8米，最大为15米，横向上连通性好，以正韵律为主，具搅混构造及冲刷面，介形虫砂岩及蛹状砂岩比较发育，砂岩中含泥砾，具波状层理；高一、高零组为中—厚层状，一般厚度2.4米，最大8.4米，主要为粉砂岩，横向连通性较差。

4.砂岩含油物性及其油藏参数

高台子油层的储集层以细砂岩为主（粉砂含量4~6.6%）；颗粒为半棱角状，分选中等—较好；胶结物以泥质为主，含量为8~12%；其次为钙质，含量为3~5%；胶结类型为接触式或接触—孔隙式；孔隙以粒间孔隙为主，其次为溶蚀孔隙。

高台子油层物性条件较好，孔隙度最大为27%，最小为4.9%，平均为21.4%~22.5%。渗透率最高为1029×10^{-3}二次方微米，最低小于1×10^{-3}二次方微米，平均为245.6×10^{-3}~271.1×10^{-3}二次方微米。

物性分布特点是孔隙度高、变化小，而渗透率变化大。后者的变化主要与孔隙半径的大小相关。另外，砂岩中的泥质含量及成岩作用的影响亦较大。

高台子油层地层压力为166.5×10^{5}~173.7×10^{5}帕，压力系数为1.034~1.048。地层温度为68~69.5℃，约每23米增温1℃，地温梯度为4.37℃／100米。

五、油、气、水特征

（一）萨尔图油层油气水特征

1.原油性质

萨尔图油层原油性质有相对密度小、粘度低、凝固点高、含蜡量高的特点。地下原油性质详见高压物性分析数据（表2-11-59、2-11-60）。

表2-11-59　英台构造地面原油性质表

井数(口)	层　数	相对密度	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含　盐 (mg/l)	含　硫 (%)	含　蜡 (%)	含胶质 (%)	含沥青质 (%)	蜡熔点 (℃)
5	8	0.8442	14.20	30.0	1025.8	0.09	23.9	15.8	0.67	45.2

表2-11-60　英台构造地下原油性质分析表

井号	原始饱和压力 ($\times 10^5$Pa)	地下原油粘度 (mPa·s)	体积系数	压缩系数	收缩率 (%)	一次脱气油气比 (m^3/m^3)	气体溶解系数 ($m^3m^3/10^5$Pa)	地下原油密度 (g/cm^3)
英108	118.9	3.5	1.183	6.9	15.5	59.6	0.432	0.763

原油性质的纵向变化规律是：相对密度、粘度、凝固点随深度的加深而增大。

2.地层水性质

地层水为$NaHCO_3$型、pH值为7～8，偏碱性。总矿化度为9770.2～20779.2毫克/升，K^+和Na^+含量为3904.2～6546.2毫克/升，Ca^{2+}含量为0～25.3毫克/升，Mg^{2+}含量为0～29.3毫克/升，Cl^-含量为2852.3～4302.9毫克/升，SO_4^{2-}含量为12～771.3毫克/升。

3.天然气性质

萨尔图油层的天然气相对密度为0.60～0.63，CH_4含量为88～94%，CO_2含量为1.6～2.5%，N_2含量为2.1～4.6%。

4.油气水分布规律

萨尔图油层中油气水分布的主要特点是油层中普通含水，纯油层很少。水以乳化状态或游离状态存在于油层中。其另一个特点是油藏具气顶。油水分布规律从纵向上看，油底基本水平，在构造主体部位，大致深度在-1280米左右。油气界面在-1256米。平面上油气水呈环状分布，外环是水，中环是油，内环是气。

上述分布的主要控制因素是构造和断层，在断层的上升盘，油层底界抬高，如英128井、油层底界在-1270米左右，高于主体部位的-1280米。

（二）高台子油层油、气、水特征

1.原油性质

高台子油层原油性质为含硫量低，凝固点、含蜡量、蜡溶点及胶质含量均高。相对密度(20℃时）为0.8596～0.8879，平均为0.8738；粘度为23.47～61.67毫帕秒，平均为38.6(50℃时)；乳化水含量为0～45%；含硫0.06～0.12%，平均为0.09%；凝固点24～38℃，平均为30.3℃；含蜡量13.06～37.00%，平均为25.4%；蜡溶点为46.8～48℃，平均为47.4℃；胶质含量9.68～21.6，平均为17.5%。

地下原油性质，相对密度为0.7803，粘度为5.4毫帕秒，体积系数为1.158，气体平均溶解系数0.362，一次脱气比为59.5方/吨。

2.天然气性质

高台子油层的天然气均为伴生气，其中，甲烷含量为95.03～96.06%，平均为95.5%；

N_2为2.56～4.08%，平均为3.1%；CO_2为0.84～0.62%，平均为1.28%，C_2H_6、C_3H_8微量，属于干气。

3.油田水性质

高台子油层油田水pH值为值为7～8，总矿化度为9770～20779毫克／升，平均为15300.9毫克／升；Na^+和K^+含量为4881毫克／升，Ca^{2+}为8.7毫克／升，Cl^-为3469.5毫克／升，SO_4^{2-}为390.7毫克／升，HCO_3^-为6489.5毫克／升。

地层水性在纵向上变化较小，平面上，自西向东，总矿化度及氯离子含量呈有规律地递增。

4.油、气、水分布规律

高台子油层原油分布的显著特点是，含油井段长，纵向上油层分散，如英102井含油高度130米，远远大于构造闭合高度。另一个特点是含油级别低，而且无统一的油水界面及油气界面。第三个特点是横向上油层连续性差。即所谓的“砂连油不连”，含油体多呈“透镜状”分布。

从目前几个试油层位分析，尽管高台子油层的流体分布比较复杂，但总的来说，小幅度层状构造是控制流体分布的主要因素。其中由于多层泥岩稳定分布，在纵向上形成了多个圈闭系统，导致纵向上油、水间互。

另外，预测英113～201～112井一带低洼地区是一条“水沟”，相应在英102、英123井区的小高点上形成两个“油帽”。

根据油气水分布特征，初步认为英台构造的油气藏属于构造油气藏，但岩性的影响在局部地区尚有一定的作用。

六、开发现状

英台油田于1986年投入生产，以600米井网钻井抽吸，从1988年开始以反九点法进行面积注水，其产量情况如下表。

表2-11-61　英台油田采油数据表

项目 年度	原油递增量 (%)	注水量 (%)	原油含水量 (%)
1986	100		100
1987	244.9	100	19.3
1988	76.17	17.63	2.4

第八节　四方坨子油田

一、概况

四方坨子油田位于吉林省镇赉县四方坨子乡境内，南距英台油田约14公里。

油田的区域构造位于松辽盆地南部中央坳陷区西翼的红岗阶地北端，属于红岗—大安中、上部组合油气聚集带的一个小型、低幅度构造油气藏。

油田东临嫩江，地势低洼，地面海拔130～140米，四方坨子至西北的坦途之间有轻便铁路，交通尚属方便。

四方坨子油田主要产层为高台子油层，其次为萨尔图油层，前者已投入开发，后者仅获

工业油气流。

二、勘探简况

1986年，地震发现四方坨子构造。同年10～11月于构造顶部钻预探井方2井。

1986年12月31日～1987年1月27日于方2井高台子油层中部试油，获得工业油气流。嗣后，在构造南部钻方305、方306井试油，分别获自喷油流54.21吨／日和42.36吨／日。

1987年底提交了高台子油层储量报告，遂命名四方坨子油田。

1988年，油田向北部扩边，于方6井块和方12井块的萨尔图油层获工业油流和天然气流，年底求得地质储量，并证实该构造多层系含油构造。

截至1988年底，四方坨子地区地震范围扩及180平方公里，测网密度为0.5×0.5公里，局部地区达0.5×0.2公里，含油面积内测线17.75公里。钻井情况：评价井14口，进尺25127米；油田范围内探井5口；生产井10口（生产井最大井距600米）；取芯井3口，芯长86.79米；采收率为94.0%以上；试油井8口12层，获工业油流井7口；试油、试采井共15口、25层，均获工业油流。

三、油田地质特征

（一）地层

四方坨子油田的地层区划属松辽盆地分区长岭小区，以下白垩统发育齐全为特征。该区物源主要来自盆地西缘的英台水系，位于英台三角洲前缘地带，为河湖过渡相的砂泥岩互层沉积。油田的主要勘探目的层为青山口组，地层总厚度为265～300米，其中青二、三段中部4.0～5.0米的湖相黑色泥岩及底部的湖相黑色泥岩分布最为稳定，可作区域标志层（图2-11-13、2-11-14）。

（二）构造特征

四方坨子构造是发育在红岗阶地东倾斜坡带上的继承性同生短轴背斜构造，受其下伏的西倾断层控制，背斜长轴作北东向延伸。

比较用钻井资料并参考地震资料编制的青山口组二、三段中部（G_{VI}顶界面）和青山口组一段顶界面的构造图，二者的形态、走向和高点基本一致，即上、下构造吻合。青二、三段中部油层顶界面构造以-1485米等高线圈闭成短轴背斜，其长轴为3.5公里，短轴为1.2公里，闭合高度20米，面积3.4平方公里。构造上发育2个局部高点，分别位于方6-1井和方306井以南（见图2-11-14）。

上述构造形态与地震T_2（相当于青山口组底界）反射界面基本吻合。

研究认为构造具有继承性，定型于第三纪末。自雏型期至发育期，构造形态仅有轻微变化，但未遭破坏。

四方坨子构造断层不发育，仅北部发育两条相交的反向正断层，导至油水分布的不同，即南部以油水为主，北部以油气为主。

四、储集层特征

（一）层位及分布

四方坨子油田油层为高台子油层，油层顶面最大埋深1610米，单井含油井段长度111米，主力油层集中在1600～1630米的30米井段内。

四方坨子油田处于英台三角洲砂体前缘。物源来自西部。砂岩有由西向东减薄的趋势，由厚层块状砂渐变为席状砂。岩性横向分布稳定，纵向上砂泥岩间互。青二、三段累计砂岩

厚度 163～219 米，砂地比为 60～70%，累计砂层 17～25 层，单层砂岩厚度 3～6 米，最厚 29 米。

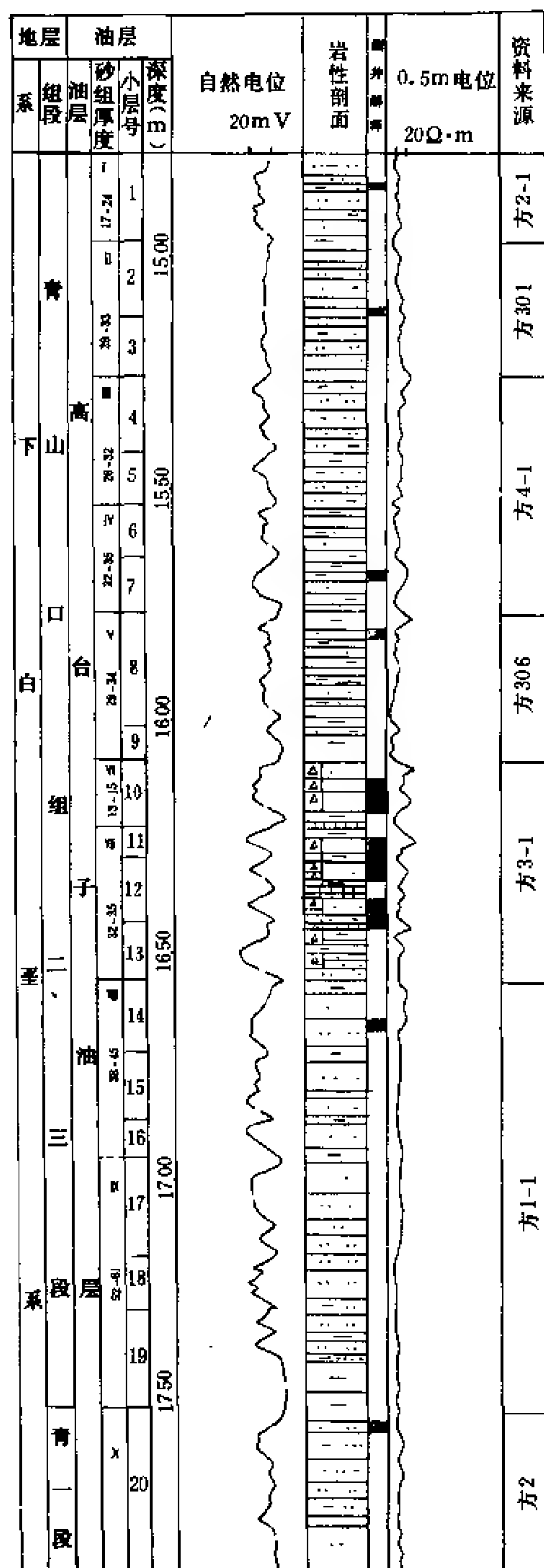


图 2-11-13　四方坨子油田综合柱状图

(二) 储集层岩性

储集层岩性为浅灰色细砂岩、粉砂岩。矿物成分：石英占 25%、长石占 32%、岩块约占 39%。矿物颗粒呈次棱角状，粒径一般为 0.1～0.25 毫米，分选较好。胶结物为泥质，含量平均约 7.9%，碳酸盐含量不足 3.0%。胶结类型为接触式及孔隙式。

根据地层沉积韵律特征，自上而下可划分 10 个砂岩组、20 个小层，其中 1 个砂组、1 个小层在青一段，其余为青二、三段(参见图 2-11-13)。

(三) 砂岩物性

储集层砂岩孔隙度为 17.7～26.4%，平均为 23.8%；渗透率为 36.2×10^{-3}～924×10^{-3} 二次方微米，平均为 414×10^{-3} 二次方微米。

层内非均质系数为 1.42～3.27，平均为 2.08，即连通性较好，层间非均质系数为 2.32。油层中部埋藏深度 1620 米、压力 173×10^{5} 帕，温度 72℃。据岩芯观察，储集层含油产状以油浸、含油为主。

五、油、气、水性质及其分布

(一) 地面原油性质

地面脱气原油密度为 0.8382～0.8704 克／厘米^3，平均为 0.8543 克／厘米^3；粘度为 8.89～78.8 毫帕秒，平均为 28.2 毫帕秒；凝固点 22～36℃，平均为 30.8℃；含硫量为 0.05～0.1%，平均为 0.07%；初馏点 91～120℃，平均为 106℃；胶质含量 10.4～14.8%，平均为 12.7%；含蜡量 24.5～33.8%，平均为 27.8%；沥青质含量 0.2～0.72%，平均为 0.49%。

地下原油密度为 0.7826 克／厘米^3，粘度为 5.7 毫帕秒，原油体积系数为 1.156，原始气油比为 55.1 米^3／吨，饱和压力为 12.3 兆帕。

(二) 天然气性质

石油溶解气中的 CH_4 含量为 91.61%，重烃含量为 2.17%，CO_2 含量为 2.25%，N_2 含量为 3.98%，天然气相对密度为 0.6209。

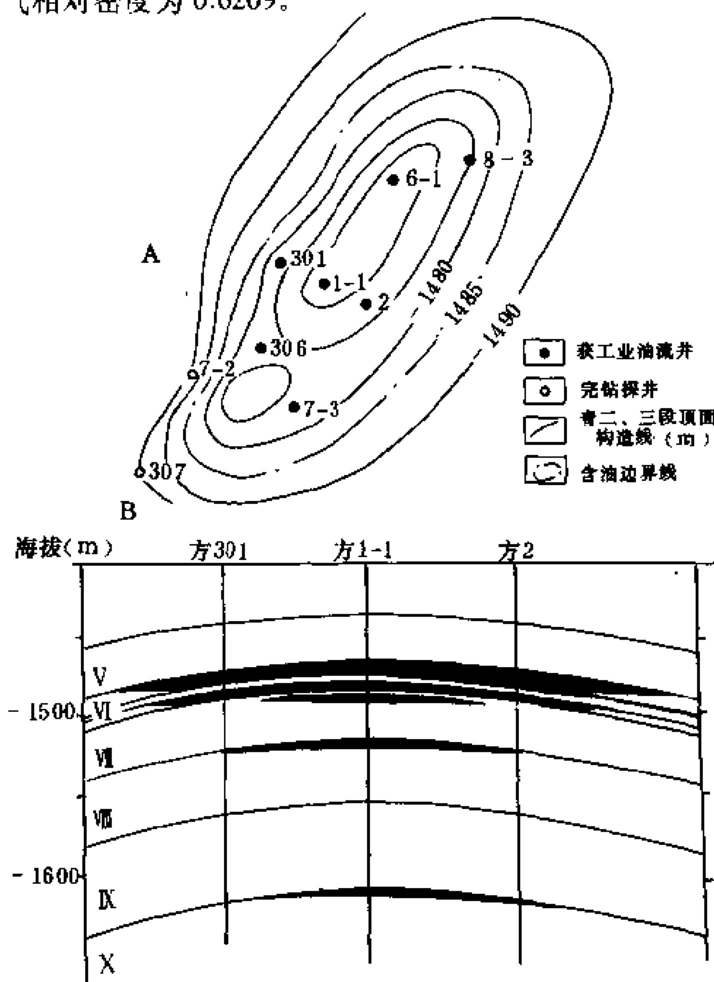


图 2-11-14　四方坨子油田勘探成果图

A—青山口组三段顶面构造图；B—方 301—方 2 井油藏剖面图

（三）地层水性质

矿化度为 8800～12300 毫克／升，平均为 9879 毫克／升。Cl^-含量为 3100～4200 毫克／升，平均为 3349 毫克／升。

六、油藏类型

四方坨子油田的油藏类型属层状构造油藏（参见图 2-11-14）。在有油层分布的 10 个小层中，各小层具有不同的油水界面。主力油层 10 号小层的油柱高度为 20 米，油水界面为 -1485 米。零星分布的油层受构造控制，分布在构造轴部和高部位。油藏东部油气分布局部受储油物性变化影响。

高台子油层储集层砂岩发育，分布稳定，物性条件好，油藏边、底水活跃，驱油能力以水压驱动为主。

第九节　海坨子油田

一、概况

海坨子油田位于吉林省白城地区大安县海坨子乡境内，北距大安县城约 38 公里。区域

构造位于松辽盆地红岗阶地南段。属于红岗—大安中上部组合油气聚集带的一个构造—岩性油气藏。主要产层为高台子油层。

海坨子油田北邻大安构造，西北为红岗油田，东部为乾安油田。区内有通（辽）—齐（齐哈尔）铁路穿行南北，交通方便。自然地理环境与乾安油田相同。

二、勘探简况

海坨子地区石油勘探始于50年代末期，先后做过重、磁力普查及地震连网普查。

1979～1980年，吉林省石油会战指挥部地调处在大安构造进行地震详查，发现大安构造以南T_1、T_2界面有穹隆显示，由此发现海坨子构造。

同年，在该构造南、东方向各发现T_1、T_2隆起，即现今的海坨子南构造、海坨子东构造。

1980年，吉林省石油会战指挥部钻井指挥部首钻海1井。该井位于海坨子穹隆高点，钻达泉三段，首次发现萨尔图、高台子、扶余、杨大城子油层的油气显示多处。

1981～1982年，地震详查并复查海坨子构造，构造要素得以落实。同时，发现了署字井和敖包花2个局部构造，工作中对T_2以下各反射层有了进一步的了解。

1982年9月，海2井试油，分别在杨大城子油层获原油2.05米^3／日；扶余、高台子油层合试获原油4.8米^3／日；扶余油层单试获原油1.9米^3／日；高台子油层单试获原油1.3米^3／日。从而证实，该构造是一个多层系的含油构造。

1986年，分别计算高台子和萨尔图油层控制储量。

1989年初，提交高台子油层石油及天然气可采储量报告，遂得名海坨子油田。

萨尔图油层和扶、杨油层尚在进行工作。高台子油层开发工作亦在筹备中。

截止1989年4月底，海坨子地区180平方公里范围内共完成地震测线约180公里、线距1×1～2×4公里；钻探井12口，井距2～3公里，进尺26406.8米；取芯6口井，取芯进尺247.7米，芯长228.8米，收获率92.3%；试油7口井、11层次，有5口井5个层次获高台子油层工业油流。在高台子油层含油面积内，共完成地震测线58公里，测网密度1×1～1×2公里；钻探井5口，进尺11004.65米，取芯3口井，取芯进尺151.5米、芯长145.26米，收获率95.8%。与此同时，取得各项样品及相应的分析、化验资料，为储量计算提供了依据。

三、石油地质特征

（一）地层

海坨子地区地层区划属于松辽盆地分区长岭小区，该区以下白垩统沉积齐全为特点。据地震资料分析，本区缺失侏罗系，下白垩统登娄库组直覆基岩，其与泉头组—嫩江组为连续沉积，由于受燕山运动第Ⅳ幕影响，本区嫩江组上部遭受剥蚀。在残留的嫩五段之上，沉积了上白垩统四方台组、明水组及第三系，后者皆为不整合接触（表2-11-62）。

（二）构造

1.褶皱

海坨子构造位于红岗阶地南端，属于大安构造的南延部分。据地震资料反映，海坨子地区有4个地震反射层，即T_5、T_3、T_2和T_1，各层构造形态不同。T_5和T_3基本上是一个西高东低的单斜，被大安断层切成东西两块，其基岩—登娄库顶面埋深分别为3100～6500米和2500～3500米。

T_1和T_2反射层构造形态则表现为大安构造南延的鼻状隆起。T_1构造鼻状形态尤其清楚

(图 2-11-15)，T_2 断层发育，形成 5 个被断层切割的局部构造圈闭，但总的趋势仍不失南倾鼻状形态。

根据钻井资料绘制的泉头组顶面（T_2）和姚家组顶面（T_1）构造图，两者形态基本一致，高点重合，南倾鼻状形态以后者更为清晰。构造南北长 30 公里，东西宽 5～7 公里，轴向北北东，两翼不对称，东翼倾角 5.2°，西翼为 1.4°、东陡西缓，构造上发育了南北 2 个高点，北高点在大 203 井附近、呈穹隆状；南高点在海 4 井附近。

表 2-11-62　海坨子地区地层简表

地层		厚度(m)	岩性简述
组	段		
		50～90	灰色、黄色、粘土层和砂砾层
泰康		90～100	主要为灰绿色泥岩夹灰色粉砂岩及灰白色砂砾岩
大安		40～60	
明水	二	0～230	紫红色、灰绿色泥岩为主，夹灰色泥质粉砂岩、粉砂质泥岩，偶见绿灰、灰黑、棕红泥岩薄层
	一	0～200	
四方台		250～320	以灰、绿灰、灰绿及灰白色粉砂、泥质粉砂岩为主，夹灰、绿灰及紫红色泥岩
嫩江	五	50～140	以深灰色泥岩为主，夹紫红、灰色泥岩、粉砂质泥岩
	四	240～250	以灰黑色泥岩为主，夹紫红、棕红色泥岩及灰色粉砂岩、泥质粉砂岩
	三	70～80	为大套灰、黑色泥岩、泥质岩，偶夹灰色细砂岩
	二	40～120	大套灰黑色泥岩，底部为油页岩
	一	70～75	以灰黑色泥岩为主,中部夹油页岩和劣质油页岩
姚家	二、三	75～100	由灰绿、紫红色泥岩和灰白色含钙粉砂岩，荧光粉砂岩及泥质粉砂岩组成
	一	45～55	大套紫红色泥岩，偶夹灰绿色泥岩、灰白色钙质粉砂岩
青山口	二、三	320～420	紫红、灰绿、灰黑色泥岩，夹灰色，灰褐色油页岩、泥质粉砂岩、钙质粉砂岩
	·	80～95	以大段灰黑色泥岩为主
泉头	四	105～125	上部由灰、黑色泥岩及棕灰色粉砂岩、泥质粉砂岩不等厚互层，下部以紫红色泥岩为主
	三	未穿	以紫红色泥岩为主，夹棕灰、棕红色粉细砂岩及泥质粉砂岩

2.断层

海坨子构造东依大安断裂，但构造内断层并不发育，其 T_1 构造层仅发现 2 条断层，一条在海 1 井附近，另一条在海 4 井附近，均系同生正断层，切穿泉头组和姚家组顶面。T_2 构造层断层稍密集。断层的分布规律是上少下多，断层性质全是正断层。这些断层对油气的影响尚不详知。

海坨子构造的发育特征与大安构造基本一致，均与大安断裂之逆冲有关。1984 年，吉林油田研究院提交的"海坨子地区油气藏特征分析"报告，研究了该区构造发育史，其结论是：青山口期末鼻状构造已具雏型，姚家期末南高点具雏型，嫩江期末—四方台子期末持续发育，明水期末最后定型。构造的发育具有同生、后生性质，利于捕集油气。

四、储集层特征

海坨子构造发育有扶、杨油层、高台子油层及萨尔图油层，均获工业油流。

现仅就海坨子油田的高台子油层作简要的介绍，其余层位在海坨子地区的各项研究报告中，特别在"海坨子地区油气藏特征分析""大安—海坨子地区石油地质特征分析"等报告中有

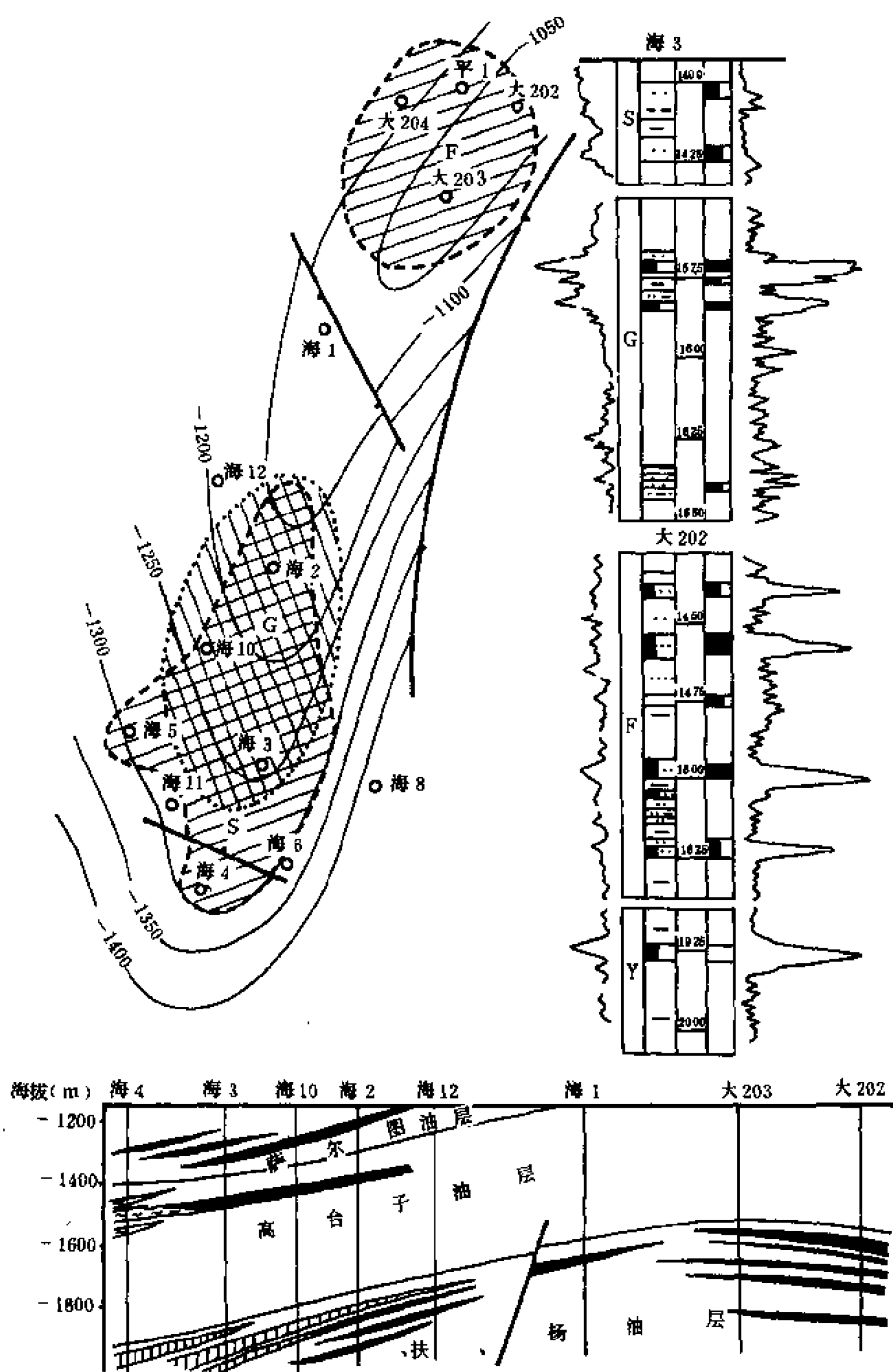


图 2-11-15 海坨子油田勘探成果图

较详细的论述。

（一）层位及分布

海坨子油田高台子油层系指青山口组二、三段顶部的一组砂岩（参见图 2-11-15）。青山口组沉积晚期古松辽湖盆萎缩，海坨子地区在湖相泥岩之上，沉积了一套三角洲前缘相的地层。从物源方向和重矿组合特征判断，该砂体呈舌状由西南向东北伸入湖区，在海 1、海 2 井之间尖灭。

砂体主要由河道砂、河口坝砂岩组成，海 4 井、海 5 井一带具河口坝砂，厚度较大，具

明显的反韵律，向北出现水下河道砂和席状砂。砂岩横向连通性好，南北东西各方向均可对比。砂体南部（靠近物源方向）单层厚度大，层数少，总厚度亦大。向北、向东砂岩单层厚度变小，层数增加，总厚度变薄。

含油层埋藏深度为1470～1580米，含油井段长度2～14米。

（二）储集层岩性

高台子油层储集层岩性以细砂岩、粉砂岩为主，成分为石英、长石及岩块、粒度0.25～0.015毫米，颗粒呈次棱角状、分选较好。钙质胶结，胶结型式为孔隙—接触式。

（三）储集层物性

高台子油层砂岩物性较好，据1989年储量报告记载的数据，其平均孔隙度和渗透率分别为15.7%和4.3×10^{-3}二次方微米。孔隙度的大小因地而异，其变化规律是，靠近物源方向及砂体核部物性变好，砂体的前缘和翼部物性变差，即储集层物性明显受砂体分布的制约（表2-11-63）。

表2-11-63 海坨构造高台子油层砂岩物性表

位置	井号	孔隙度(%)			渗透率($10^{-3}\mu m^2$)			碳酸盐含量(%)			样品块数
		平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	
靠近物源	5	12.2	22.3	3.7	3.76	39.6	0.002	17.7	32.9	2.4	23
翼部	6	7.9	14.0	3.0	0.015	0.11	0.003	25.8	45.0	4.7	21
前缘	10	10.6	20.5	3.7	1.28	16.4	0.002	13.0	49.7	0.8	53

五、油水性质

（一）地面原油性质

原油密度为0.83～0.87克／厘米^3，平均为0.86克／厘米^3，粘度（50℃时）14～47毫帕秒，凝固点35～43℃，含蜡16～22%，含胶质16～21%，含沥青0.1～0.8%，含硫0.10%。原油密度、粘度和含水在平面上自南而北有逐渐变小和降低的趋势。

（二）油田水性质

属$NaHCO_3$型，pH值7～9，总矿化度10000～15000毫克／升，Cl^-含量为2500～7000毫克／升。

六、油藏类型

海坨子油田高台子油层为构造—岩性油藏。

1）来自西、西南方向的砂岩主要分布在海1井以南，向东尖灭于海8井以东。因此，鼻状构造北端虽属构造高部位却因无良好储集层而油气层富集，丰度差。

2）构造南部砂岩相对发育，但由于构造位置低，储集层多以含水层为主（图2-11-15）。海4、海5井砂岩累积厚度均达15米以上，电测解释和试油均为水层。

综上所述，海坨子油田高台子油层是在鼻状构造背景上，砂岩体自南而北上倾尖灭形成的构造—岩性油藏，其北部以岩性控制为主，南部以构造控制为主。

海坨子油田迄今尚未开发，扶杨油层及萨尔图油层尚未计算储量，但从油田地理位置、构造背景及油气分布看，该油田具有较广阔的勘探远景和有利的地理位置，其发展前景甚为宽广。

第十节　四五家子油田

四五家子油田是吉林省油田管理局和地质矿产部吉林石油普查所分头工作，共同向国家储委提交控制储量的小型油气田。吉林省油田管理局工作地区位于怀德县秦家屯乡四家子村，勘探目的层为梨树断陷四家子构造的上侏罗统，该区于1987年底提交油气控制储量报告，旋于1988年投入试采。地质矿产部吉林石油普查所工作地区在紧邻四家子村的小五家子村，勘探目的层是东南隆起区梨树凹陷的下白垩统，于1988年底提交控制储量。同年，石油天然气总公司命名四家子构造为四五家子油田。

地质矿产部吉林石油普查所的资料尚未交流，本书仅以吉林省油田管理局的实际资料为据，简载四五家子油田深部石油地质特征，资料取自"梨树断陷油气控制因素探讨及今后勘探方向"和"四家子构造油气控制储量报告"。

一、概况

四五家子油田是吉林省油田管理局在松辽盆地发现的第一个侏罗系油气田，是1983年以来向深层开拓的重要成果。

四五家子油田位于吉林省公主岭市怀德县秦家屯乡四家子村，其构造位置暂划为梨树断陷茅山背斜带，属该背斜带北端的被断层复杂化的"半背斜"。含油气区划属茅山深部组合含气聚集带。产油层位为上侏罗统梨树组怀德油层。

四五家子地区位居松辽分水岭南翼，南临东辽河冲积平原，区内低丘连绵，地面海拔在130～200米之间，起伏高度一般不超过50米。该区年平均气温6℃，略高于松辽分水岭北侧的松嫩地区，冬长夏短，冬夏温差可达40余度。该区年降水量550～650毫米，亦高于松嫩地区。雨量主要集中在夏末秋初的7～9月间。

四五家子油田南距公主岭市35公里，西南距四平市约60公里，东北距长春市70公里。油田与上述城市间均有公路相通，交通方便。

二、勘探简况

四五家子地区的石油地质勘探工作始于1956年，先后完成重磁、航磁、电法及地震普查工作。

1985年，吉林油田管理局地调处在该区进行地震详查，发现四家子构造。

1986年6月～1986年8月，吉林省油田管理局钻井公司在构造高点上钻四2井，发现岩屑中油气显示28层95.5米。

1986年10月，四2井试油，于1463.2～1458.0米（怀三组）射开1层13.2米，20毫米孔板，自喷日产天然气2.57万立方米，嗣后，在1253.8～1249.2米（怀二组）压裂，射开1层4.6米，抽吸，日产原油1.06吨。从而证实了该构造为侏罗系含油构造。

截止1987年底，该区地震测网密度0.5×1.0公里。完钻探井6口，进尺1389.73米，其中取芯5口井，取芯进尺157.97米，岩芯长144.37米，收获率为91.4%。试油6口井21层次，其中单层试油21层，有4口井获工业油气流。另外，采集各类样品250余个并获相应的化验、鉴定成果。

通过1987年度的勘探，落实石油控制储量面积数10平方千米，天然气控制储量面积数平方公里。该油田正在试采中。

三、石油地质特征

(一) 地层

四五家子地区地层区划属于松辽盆地分区农安小区。该区侏罗纪断陷发育，沉积地层为上侏罗统—下白垩统。上侏罗统地层为一套河流—湖相含煤碎屑沉积，暗色泥岩发育（图 2-11-16）。地层韵律性沉积，为本区生、储、盖组合提供良好物质基础。

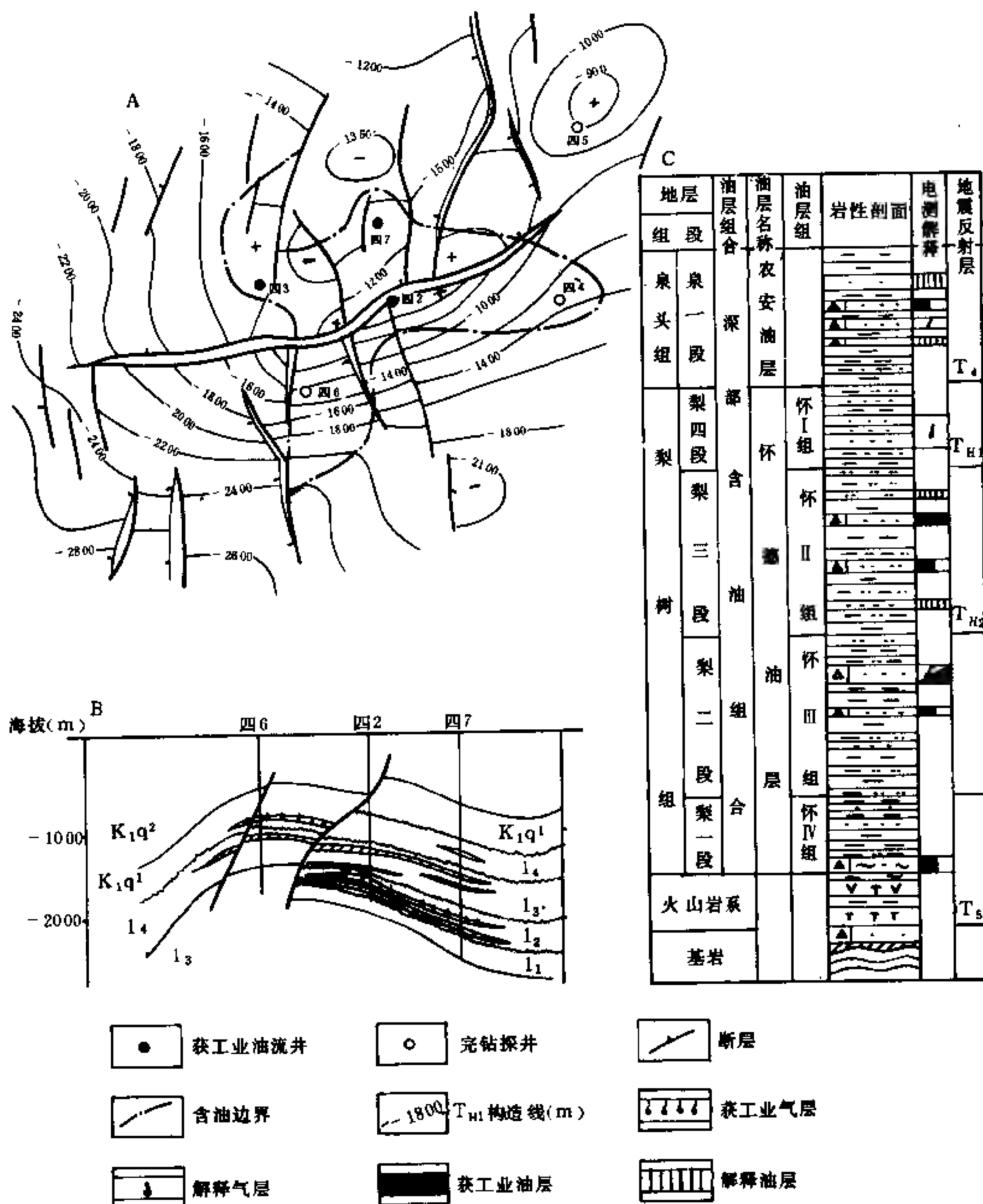


图 2-11-16 四五家子油田勘探成果图

A—T_{H3}构造图；B—四6-四7井剖面图；C—油层综合柱状图

(二) 构造

四家子构造是受基岩古隆起控制的、被断层割切的“断背斜”，走向东西的主断层和走向南北的次级断层将原始背斜构造切成若干断块(图 2-11-16)。主断层延长 12.82 公里,断距

200～400 米,断块闭合面积因层而异。T_4 为 10 个小断块,面积为 33.35 平方公里；T_{H1} 为 7 个小断块,面积为 21.25 平方公里；T_{H2} 为半背斜，面积 15.9 平方公里。总的变化趋势是浅部断层发育，断块多，深部则相反。各断块的倾角一般为 10～30°，闭合高度最大为 1100 米，一般为 400～600 米。各构造层之间的吻合程度：T_{H1} 与 T_4 吻合较好，而与 T_{H2} 吻合较差。

据油气藏研究资料，各断块对油气的分布有明显的控制作用。

一般认为，四家子构造受基岩古隆起控制，于泉头期前已具雏型，青山口期末，构造已基本形成，晚白垩世末最后定型，这个发育过程十分有利于油气聚集。

四、储集层

(一) 层位

四家子构造储油层位为上侏罗统梨树组怀德油层，梨树组厚度 420～1400 米，为一套河一湖相碎屑沉积，其中梨三段顶部的钙质砂岩岩电特征明显，分布稳定，可作本区对比标志。该层厚 2.8～6.0 米。

油层顶界最小埋深 1012 米（四 2 井），最大埋深 2449 米，单井含油井段长度一般为 200 米。

(二) 储集层岩性

梨树组岩性以粉、细砂岩为主，成分：石英含量为 22%，长石为 44%，岩块为 24%。粒径 0.07～0.25 毫米，颗粒磨圆度为次棱角状，分选较好。胶结物以泥质为主，碳酸盐次之，其含量分别为 16%和 4.5%。胶结类型为接触—孔隙式。储油空间为粒间孔隙.

梨树组含油地层命名为怀德油层，并自上而下分为三个层组。

(三) 储集层物性

怀德油层为粉细砂岩，孔隙度一般为 10～14%，最大为 15.7%，平均为 12%，孔隙连通性较好。渗透率一般为 10×10^{-3} 二次方微米，最大为 3.0×10^{-3} 二次方微米。储集层物性随深度有规律地变差，但到 1500 米深度时，出现明显的拐点，物性变差的规律不复存在。

据岩芯观察，油层含油产状以油浸、油斑为主，油层残余油饱和度为 30～67.4%。

油层中部埋藏深度 1730 米，温度 72℃。

油层单层自然产能较低，一般日产量难达 1 吨。压裂后可达 3.482 吨（四 7 井），即压裂后有较大幅度的增产。

五、油、气、水性质

(一) 地面原油性质

地面脱气原油密度为 0.7674～0.9386 克／厘米^3，平均为 0.8495 克／厘米^3；粘度为 0.8～83.43 毫帕秒，平均为 24.30 毫帕秒；凝固点 25～34℃，平均为 17.2℃；含硫量 0.04～0.16%，平均为 0.082%；初馏点 120～157℃，平均为 133.5℃；胶质 10.2～24.0%，平均为 15.25%，含蜡量 16.9～24.7%，平均为 20%，沥青质 0.33～1.67%，平均为 0.81%。

(二) 天然气性质

天然气中的甲烷含量为 84.29%，重烃含量为 5.74%，二氧化碳含量为 9.34%，天然气相对密度为 0.6464。

(三) 地层水性质

矿化度 1665.2～5286.0 毫克／升，平均为 3075.5 毫克／升。Cl^-含量为 286.4～1765 毫克／升，平均为 1018.1 毫克／升。

六、油气藏类型

四家子构造，T_H、T_4油气显然受断鼻、断块控制。但四4井处于构造外仍有油气显示与解释油气层，说明也有岩性因素。(四2、四7井梨二段试油出油层位也不连通)。四6井泉一段中下部出气层在地震剖面上为强相位分布，4～7层同相轴波形、振幅、频率相当稳定，反映了含气砂岩上部有较好泥岩盖层。该井区处于Ⅲ号断块、临近较大断层，成为良好的油气通道。形成断块岩性油气藏。梨二段油层连通较好，四2井油层顶部还有气顶，说明油气受半背斜构造控制，为半背斜构造油气藏，参见图2–11–16。

第十一节　主要含油气构造

一、大安构造

(一) 概况

大安构造位于吉林省大安市郊附近，西邻红岗油田，北抵嫩江，南迄海坨子，东到查干泡。区内地势低洼而平坦，属松嫩平原的一部分，构造北端多湖沼。海拔高度130～140米。构造所在位置，是吉林省西部水路交通中心。铁路有长（春）—白（城）、通（辽）—让（湖路）二线交汇于大安。公路以大安和安广为中心可达邻县及县内各乡。水路以老坝子为码头，可上至齐齐哈尔，下达哈尔滨，交通十分方便。

大安构造位于中央坳陷区西侧，红岗阶地东缘，属于红岗—大安逆牵引背斜带东侧的局部构造。据沉积相研究，该构造被北部沉积体系和英台沉积体系的三角洲前缘带所覆盖，长期接受水下沉积。青一、嫩一段沉积时期湖水扩张，位于沉积中心，湖相暗色泥岩发育，利于生油。

自50年代末期开展石油地质勘探迄今，在大安构造上先后开展航磁、重力、电法、地震、钻探等工作。目前，共有20口探井钻达不同层位（不包括白字号井），进尺35275.6米；取芯井9口，进尺1041.21，芯长858.67米；试油14口，90层次，320.6米。分别在黑帝庙、葡萄花、扶余等油层获得工业油流（表2–11–64），实践证明，它是一个多层系的含油气构造，勘探前景十分广阔。

表2–11–64　大安构造试油成果表

井号	层位	试油井段(m)	厚度(m)/层数	工作方式	日产量(m^3)			原油性质			水性质(mg/l)		备注
					油	气	水	相对密度	粘度(mPa·s)	凝固点(℃)	总矿化度	Cl^-	
大8井	H_2	872.36～862.8	4.96/2	压裂、抽吸	2.9		20.7	0.8866	56.739	27	25480	2865	压前日产油0.37m^3
大109井	H_2	971.60～968.40	3.2/1	压裂、提捞	7.74			0.8414	10.96	22			压前日产油0.095m^3
大4井	P	1506.00～1493.50	7.5/3	提捞	2.15	243.3		0.8437	12.83				
大202井	F、Y	1982.60～1773.80	13.8/4	提捞	3.0		0.1	0.8528	23.85	35	6156.3	2965	

(二) 勘探简况

大安构造原名大安长垣，1973年后改现名。

1959年，地质部东北石油物探大队地震五队发现大安长垣。同年，该部松辽石油普查大队五区队在本区进行地质普查。他们结合前人的航磁、重力、电法及地震资料和当年钻探的白1、2、3、4等浅孔资料，落实构造。当时认为大安长垣T_1界面包括大赉构造和其以南潜伏的太平山构造。

1960年，上述两单位在本区进行构造详测，钻大1、白5、白47、白48等井，发现嫩四、三、二段油气显示多处。

当年7月2日～8月29日，在大1井进行试油，于萨尔图油层（嫩江组底部、姚家组顶部）获少量原油。

1960年10月，由地质部松辽石油普查大队一区队提交的"吉林省大赉地区构造详测报告"，勾绘了大安长垣T_1、T_2构造图，并对长垣的含油性作了充分的肯定。认为这里可能存在多套含油组合和多种类型的油气藏，并进一步认为其南高点隆起早、岩性粗，条件优于北高点。

1962年，该队钻平1井（井位在南高点，即太平山构造上）井深2400米，钻达泉三段，在864.8～1922.0米之间依次发现黑帝庙、萨尔图、葡萄花、高台子、扶余、杨大城子各油层的油侵砂岩1到数颗，因显示级别低，均未试油。但上述预见却得到了证实。

1963年，大4井（井位在北高点）试油，首次于高台子油层获工业油流2吨／日，在葡萄花油层获原油2.15米^3／日及天然气240米^3／日。

至此，构造勘探前景得到了充分肯定。对构造形态也有了基本了解。

1973年，吉林省石油会战指挥部开始本区的预探，承担全部地震及钻探工作。

1974～1975年度，经地震详查工作后认为大安构造是存在的，并将构造东侧的断层初步定为逆断层。

1974年，由钻井公司首钻大6井，该井井深572.82米，钻至478.35米时，发生强烈井喷，估计喷气量约10万米^3／日。层位为嫩五段底部的黑帝庙油层。

1975年，大8井黑帝庙油层压裂试油，首次获得2.9米^3／日的工业油流。

1977年，大5井泉四段（扶余油层）首次试油获原油0.05米^3／日，压裂后为1.21米^3／日。

1979～1980年度由吉林油田地调处进行地震详查，正式定名并指出大安的T_1、T_2构造为长轴背斜。

1980年，钻大201井，发现葡萄花、萨尔图油层油斑显示。

同年，地调处综合几年来的地震、钻井资料重新圈定了T_1、T_2、T_3构造。

1982年，大109井（井位北高点中段），再次于黑帝庙H_2^3层试获7.74米^3／日的工业油流。

1982年，大202井（南高点，现海坨子地区北部——编者注）试油，再获扶余油层工业油流5.8米^3／日，而后至1984年继续于南高点钻大203、大204等井，见不同级别的油气显示。

1982年以来，吉林油田研究院曾设专题，对该区的石油地质条件进行了探讨。研究人员都曾从各自研究的角度对大安构造的勘探前景予以肯定。

1983年，吉林油田研究院在"大安—海坨子地区石油地质特征分析"中，具体论证该区具备良好的生、储、盖、圈、保条件，并且埋深超过2000米仍有好的含油前景。

1984 年初步计算了该区控制储量。

(三) 石油地质特征

1.地层简述

大安构造地层区划属松辽盆地分区长岭小区。沉积连续而且稳定，除明水组遭受部分剥蚀外，其他均有所见（表 2-11-65）。这套地层在早白垩世以湖相、河湖过渡相和河流相沉积为特征，为一套砂、泥岩夹薄层生物灰岩、油页岩建造。下白垩统各组间均为整合接触关系。

表 2-11-65 大安构造地层简表

地层	厚度 (m)	岩性简述
第四系	14.9～86.3	浅灰色粘土、泥质粉砂、杂色砂砾层，上覆黄色表土层
第三系	87.0～197.5	灰白色砂砾层,上覆厚约 10m 左右的浅灰色泥岩
明水组	24.5～95.0	灰、深灰和暗棕红色泥岩，夹灰色粉砂岩
四方台组	124.5～285.0	以灰、深灰色泥岩为主
嫩江组	227.0～907.0	上部砂质泥岩互层 下部以灰黑色泥岩为主
姚家组	155.0～198.0	大段棕红色泥岩夹灰、灰绿色泥岩、粉砂岩
青山口组	95.5～649.0	以大套灰黑色泥岩为主，偶夹粉砂岩及介形虫薄层，底部为灰褐色油页岩
泉头组	74.8～273.5(未穿)	以紫红色泥岩为主，夹灰黑色泥岩和灰、深灰色粉砂岩、泥质粉砂岩、含油砂岩

1978 年以来，对该构造（地区）的沉积特征多有论述。一般认为从泉头组中晚期开始(泉二段晚期)，松辽盆地开始逐渐形成统一的湖泊，其中（大 5 井）泉三段与泉四段暗色湖相地层厚达 200 余米，接受了统一水域的被覆式沉积。及至青山口组、姚家组、嫩江组沉积时期，沉积中心均在大安—新北一带，沉积了丰富的生油母质，并具备了各种各样的储油场所。

2.构造特征

大安构造属于红岗—大安阶地上的一个局部构造。与红岗构造处于同一构造带上，属同一成因类型，即大安断裂的逆牵引所形成的长轴背斜。据地震资料，T_1 构造长轴为 17 公里，短轴为 3.5 公里。图 2-11-17、2-11-18 及表 2-11-66 反映了大安构造各地震反射层界面的形态特征和要素。

表 2-11-66 大安构造要素表

区域构造走向	位置		标志层	轴向	长轴 (km)	短轴 (km)	长短轴比	构造形态	闭合面积 (km^2)	闭合高度 (m)	可靠程度
	地理	区域构造									
NNE	吉林省大安县	中央坳陷龙虎泡大安阶地	T_1	NNE	17	3.5	4∶9	长轴背斜	64	85	落实
			T_2					为断层复杂化的穹隆	33	104	落实

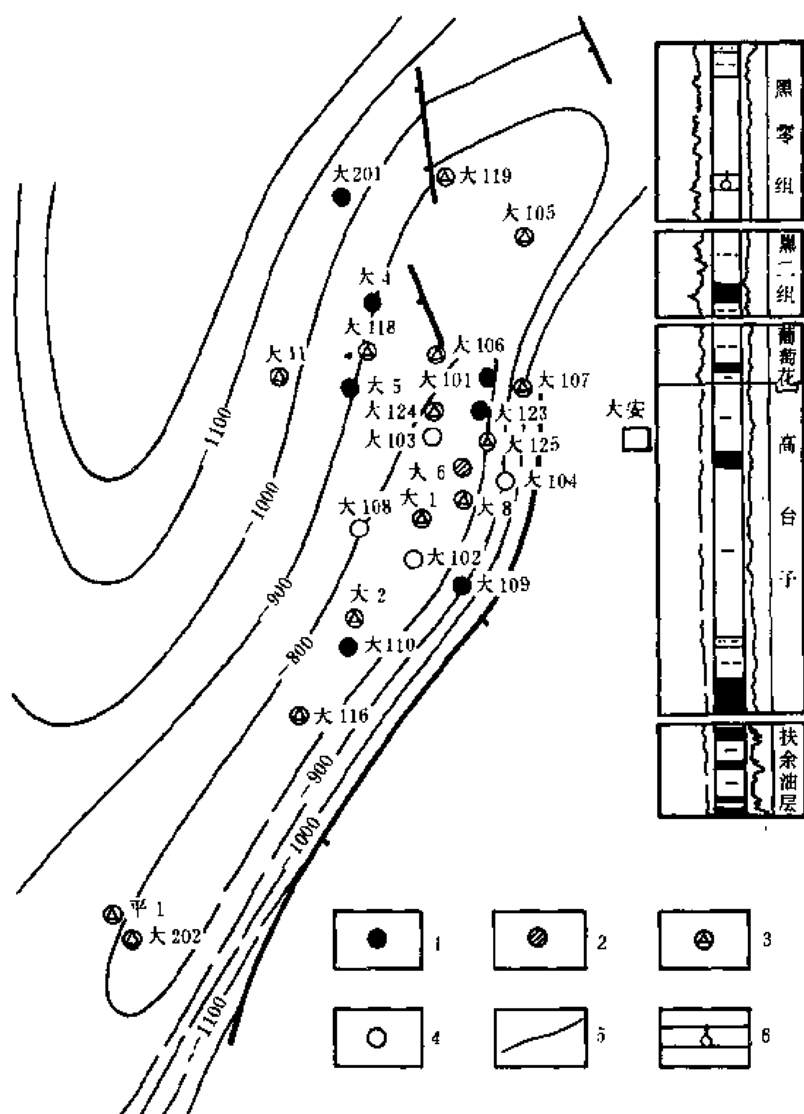


图 2–11–17　大安构造勘探成果图

1—获工业油流井；2—获工业气流井；3—获油气显示井；4—完钻探井；5—T_1 等高线；6—气层

3.断层特征

大安构造断层稀少，构造顶部发育北东、北西两组正断层，其规模较小，对油气影响不大。构造东翼发育走向北东的基底断裂。该断裂由基底上延切割 T_1 地震界面，平面延伸 50 余公里，南连海坨构造东侧。前人指出，该断裂的性质为下正上逆，下部最大落差 138.0 米，使登娄库组地层加厚，上逆始于明水末期，燕山运动第Ⅴ幕。大安构造的形成与该断裂的逆冲牵引有关，故有人推断大安构造是明水末期一次形成的晚期构造。

1984 年，在"海坨子地区油藏特征分析"报告中，则认为青山口末期具雏型，嫩江期末—四方台期末持续发展，明水期末定型。总之，近年的研究结论均认为是晚期形成。

但在早期的研究中却认为，大安构造曾有其复杂的长期发育历程，四方台组沉积前边沉积边隆起，嫩江期后构造具雏型。四方台组沉积以后的构造发展同样是伴随沉积作用缓慢隆起。至白垩纪末期，受后期燕山运动的冲击，则急剧升起，这一时期挤压力起着决定作用。

从构造的剖面形态分析，这种观点值得落实。

(四) 储集层特征

1.黑帝庙油层

大安构造黑帝庙油层物源来自盆地北部的三角洲相沉积体。黑帝庙油层第Ⅱ油层组第3砂层 (H_2^3) 在大安构造东北坡至轴部上倾尖灭，形成了油气藏，大109井该层压裂后日产原油7.74立方米。

含油层主要是 H_2^3 砂岩，一般厚3～4米，为粉砂岩油水边界在砂体的低部位，受构造等高线控制，大105井出水140升，说明油水边界可能在−775米等高线上，其以上为油层。

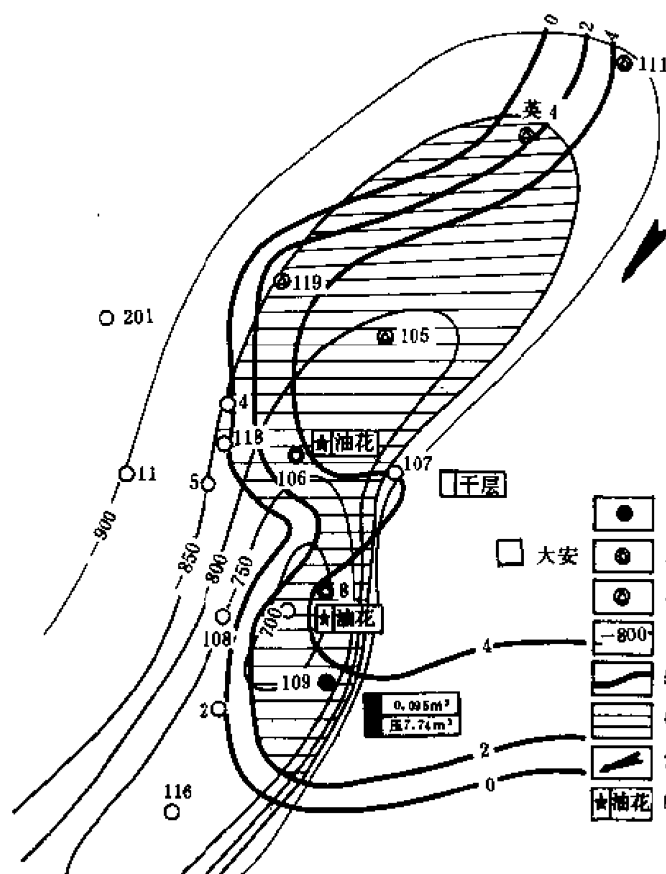


图2−11−18 大安构造 H_2^3 油层勘探成果图

1—获工业油流井；2—完钻探井；3—获油气显示井；4—T_{04} 构造线（米）；5—砂岩等厚线；6—预测含油面积；7—物源方向；8—试油成果

2.葡萄花油层

大4井葡萄花油层获日产原油2.15立方米、天然气2400立方米。油藏类型属英台砂体向大安构造方向上倾尖灭油气藏，预计在大安构造西部可拿下一定葡萄花油层的岩性油藏面积。也有人认为，大安葡萄花油层的砂体成因与洪水浊积相有关，并形成以大4井为代表的透镜状油藏。

3.高台子油层

大安构造的大4井，在高台子油层取芯过程中，于黑色泥岩裂缝内见较多原油流出岩芯，在此井段试油获日产原油2吨，主要为裂缝储油。

4.扶余油层

位于大安构造西翼，砂岩向东上倾尖灭，于大5井获日产原油0.015立方米，压裂后日产原油1.21立方米。

(五) 油、气、水性质

扶余油层：原油相对密度为0.8530，粘度为29.08毫帕秒，含硫0.12%；地层水总矿化度2977.4毫克／升，水型为 $NaHCO_3$ 型。

葡萄花油层：原油相对密度为0.8487，粘度为18.06毫帕秒。

黑帝庙油层：原油相对密度为0.8560，粘度为25.61毫帕秒；天然气相对密度为0.5592，含甲烷99.08%；地层水总矿化度9154.1毫克／升，水型为 $NaHCO_3$ 型。

二、双坨子构造

(一) 概况

双坨子构造位于长岭县长岭镇东北24公里的东双坨子村。区内地势平坦，地面海拔约

230 米。构造的东西两侧分别有乡级和县级公路通过。

双坨子构造属于中央坳陷区东侧华字井阶地南端的一个局部构造。它东邻东南隆起区的伏龙泉，顾家店构造，西靠长岭凹陷南段，北接大老爷府构造，划属孤店—双坨子鼻状构造带。

截止 1984 年底，该构造共完成地震测线 395.2 公里，其中 213.7 公里为 6 次覆盖。共钻探井 13 口（构造内 8 口），总进尺 18404.04 米；取芯井 5 口，进尺 196.33 米，芯长 176.73 米；试油井 7 口，有两口井（坨 1、坨 8）于高台子油层获工业油流。从而证实了该构造的勘探前景。

目前，构造上的主要勘探目的层为中部组合的高台子油层。该层埋深 770～780 米，已圈定出构造东、西两个高点。

（二）勘探简况

1960 年，地质部东北石油物探大队地震二队发现双坨子构造，T_1、T_2 反射层均为穹隆背斜。

1962 年 10 月，石油工业部松辽石油勘探局钻坨 1 井（1963 年终孔），井深 2430.54 米，钻达登娄库组（未穿），在泉二段、泉三段、泉四段、青山口组、姚家组见油浸级显示多处，结论认为葡萄花油层、高台子油层砂岩发育，构造较好，其中以姚家组最佳，下部组合生油层差。同年，所钻的坨 2、坨 3 井，亦于青山口组上部高台子油层再见油气显示。

1974 年冬季开始，吉林省石油会战指挥部地调指挥部对华字井阶地进行整体解剖。当年 12 月 29～31 日，吉林省石油会战指挥部试油指挥部在坨 1 井高台子油层试油，首次获工业油流 3.13 米^3／日和天然气 3.56 万米^3／日。

1977 年，吉林省石油会战指挥部钻井指挥部重新预探，一年内钻坨 5 等共 10 口探井，试油 6 口，结果仅坨 8 井高台子油层获工业油流，最高产油量为 2.20 米^3／日，产天然气 1.7 万米^3／日。

（三）石油地质特征

1.地层及沉积环境简述

据地震及地质推断，双坨子地区从侏罗系到第三系均有沉积，地层总厚度约 6790 米。构造范围内揭露最低层位是登娄库组，该组最大厚度接近 2400 米。因燕山Ⅳ、Ⅴ幕的影响，使嫩江组及明水组剥蚀严重，与上覆地层成角度不整合关系。另外，青山口组顶部也缺失某些化石层段，与上覆地层呈平行不整合接触（图 2-11-19）。

据沉积相研究，双坨子构造在泉头期、青山口期和嫩江早期，分别处于三角洲分流平原相、三角洲前缘相和湖相沉积环境，由于频繁的振荡运动，导致生、储、盖层叠置，形成较完整的含油组合。

2.构造特征

双坨子地区 T_2 反射层为一穹隆构造（图 2-11-20），其轴向为 NE70°，被两条断层切割成东西两个高点，闭合面积 13.5 平方公里（表 2-11-67）。

构造顶部发育北北东向正断层 6 条，其分布特点是顶部密集，边缘稀少。断面倾向翼部，构造顶部的两条断层断面对倾，至使构造呈现东西两个鼻状高点，中间呈地堑状。

双坨子构造是一个受基岩隆起控制的长期发育的同生构造，各地震反射层（T_2～T_{03}）的形态均在嫩江组沉积末期定型。

界	系	统	组	段	厚度（m）	岩性剖面	简述
新生界	四				0～143		土黄色砂质粘上
	三				63～432		灰色泥岩层理夹灰黑色碳质砂砾岩
中生界	白垩系	上统	四方台		34～309		灰白色、浅灰色、灰色、砖红色细砂岩
		下统	嫩江	五	44～51		浅灰褐色泥岩、灰绿色泥质粉砂岩
				四	62.5～232.5		
				三	66.5～102		
				二	50～132.5		
				一	23.5～46		
			姚家	二、三	30～97		灰色、棕红色泥岩、灰色粉砂质泥岩
				一	17～25		
			青山口	二、三	229.5～449		暗棕红色泥岩、浅灰色粉砂岩
				·	32.5～88		
			泉头	四	40～125		暗棕红色泥岩及薄层状、浅灰绿色粉细砂岩
				三	23～401		紫红色泥岩及浅灰色粉砂岩、组成五个正旋回层
				二	24.5～319.5		紫红色泥岩及薄层浅灰色粉－细砂岩
				一	235.0		暗棕红色砂质泥岩及灰色细－中粒砂岩
			登娄库		362.0（未穿）		暗棕红色泥岩及浅灰带绿色细－粗砂岩、砂砾岩 灰黑色砂质泥岩及浅灰带绿色细－粗砂岩，含石英碎屑及变质岩砾石、火成岩砾石
古生界							

图 2-11-19　双坨子地区综合柱状图

（四）储集层特征

双坨子构造主要储集层为青山口组上部，即高台子油层，油气分布受构造的控制。

油层岩性为粉砂岩，孔隙度 19.2～26.5%，平均为 24%；渗透率 1×10^{-3}～40×10^{-3} 二次方微米，平均为 5.4×10^{-3} 二次方微米，原始地层压力为 83.8×10^{5} 帕，油层温度为 39℃。

（五）油、气、水性质

原油相对密度为 0.8438，粘度为 11.13～21.5 毫帕秒，凝固点 23～32℃，含蜡为 9.38～21.95%，含硫为 0.4～0.11%。天然气相对密度为 0.5641～0.6042，甲烷含量为 88.17～98.04%。地层水总矿化度为 12426～13745 毫克／升。

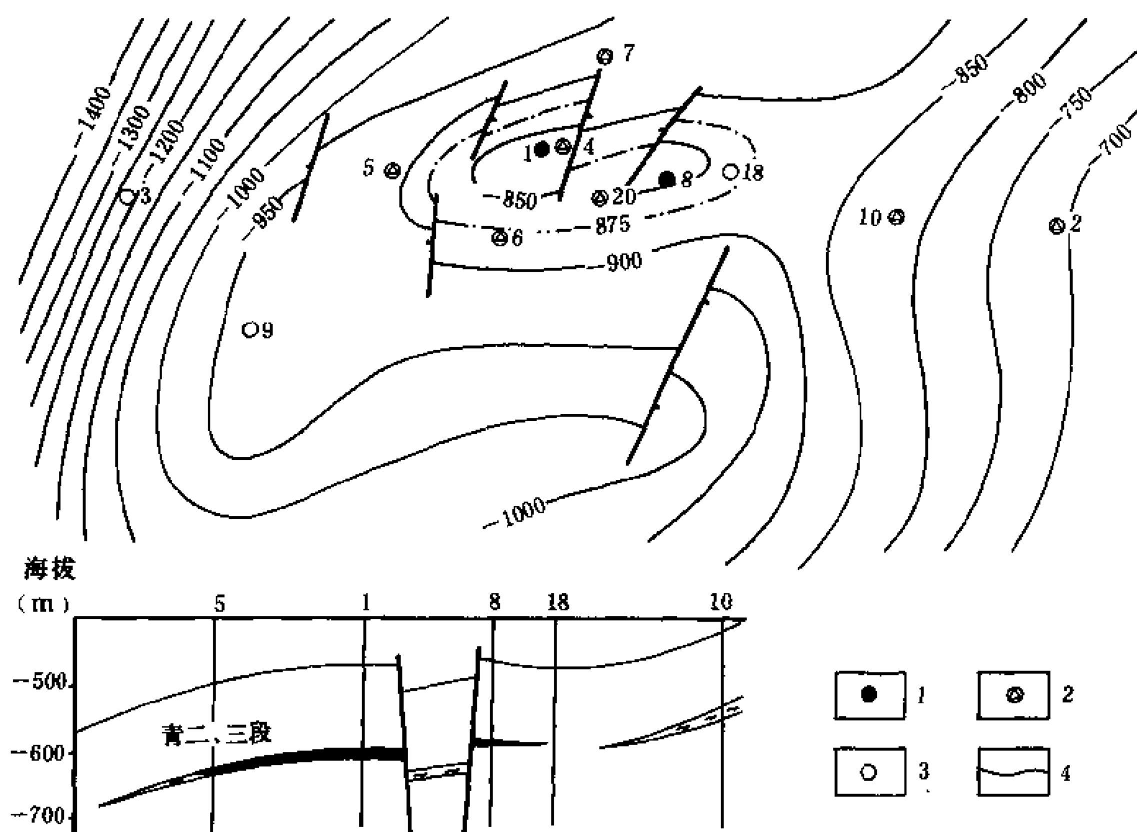


图 2-11-20　双坨子构造勘探成果图

1—获工业油流井；2—获油气显示井；3—完钻探井；4—泉头组顶面构造线（米）

表 2-11-67　双坨子构造要素表

区域构造走向		NNE			
位置	地理位置	吉林省长岭县流水乡			
	区域构造位置	中央坳陷区扶余—华字井阶地			
项目＼标准层		T_1	T_2	T_3	T_5
轴向		NE55°	NE70°	NW285°	NE
长轴(km)		9.7	5.5	5	>15
短轴(km)		1.7	3	3.2	>5
长短轴比		5.7 : 1	1.8 : 1	1.6 : 1	
构造形态		长轴背斜	穹隆	穹隆	
闭合面积(km^2)		15.4	13.5	11	
闭合高度(m)		15	55	35	>300
两翼倾角		北 1°30′,南 2°			
可靠程度		落实	落实	不落实	不落实

三、农安构造

(一) 概况

农安构造位于吉林省农安县华家乡，构造范围内有长（春）一白（城）铁路及长一白公路斜穿。区内地势平坦，交通方便，人烟稠密，经济繁荣，是吉林省主要产粮区之一。

农安构造是松辽盆地首次发现农安油层的“哑铃”状长轴背斜构造，含南、北两个高点。它位于松辽盆地东南隆起区农安—万金塔背斜带的南端。南抵杨大城子背斜带，北接万金塔构造，西靠钓鱼台凸起，东临德惠凹陷。按油气区划，属于农安—万金塔深部组合油气聚集带。构造（T_2）面积为214平方公里，勘探范围内已完成地震细测。截止1984年底，完成钻井37口，总进尺44793.37米。其中，取芯井16口，取芯进尺806.89米，芯长676.37米；见油气显示井19口，试油井24口、共274层次，总厚度797.09米；获工业油气流井6口，主要含油层为杨大城子油层，1984年计算了储量。

(二) 勘探简史

1956～1959年，完成了包括航磁、重力及少量电法工作的区域综合物探普查。

1963年，石油部松辽石油勘探局进行连网地震，发现农安浅层构造。

10年以后，石油工业部松辽石油勘探局地调处215地震队在农安地区进行详查，发现T_2以下隆起较显著，并初步成图。

1975～1976年，吉林省石油会战指挥部地调指挥部整体解剖农安—万金塔构造带，绘制T_2、T_4、T_5三层构造图（后两层构造不落实）。

1975年6月27日～8月14日，长春市油气水地热会战指挥部在构造上钻华1井，首次发现姚家组—泉头组二段油气显示。

同年9月5日，由吉林油田首钻农5井，井深704.00米钻遇泉三段。再次发现姚家组、青山口组及扶余、杨大城子油层油气显示。同年10月9日～10月16日，初试泉三段杨大城子油层（566～562米），获原油6米^3／日。1978年11月4日～12月10日，重试该井同一层段获30米^3／日高产油流。

1976年5月15日～6月7日，首次于农3井泉一段见油浸砂岩1层1.4米，定名为农安油层。1976年6月17日～6月30日，于农10井（708～718.8米，杨大城子油层）试油，首次获天然气11万米^3／日，后经化验属煤成气。1977年，农21井泉一段试油，获日产油0.217米^3／日，农安油层的工业价值予以肯定。

1979～1982年，以搞清侏罗系内幕构造为目的再次展开地震详查，结果查明T_4～T_5间存在T_{J1}、T_{J2}、T_{J3}地震反射层，发现T_4顶面构造——后新立屯构造，该构造高点隐伏于农安构造北高点东翼之下（农101井区）。

1982年以后，岗子构造的深层为目的层展开钻探，于农101井的侏罗系及基岩风化壳先后试出少量油气流。可以说，农安构造是深层勘探和煤成气勘探的窗口。几年的工作肯定了该构造的含气价值。发现了农安油层、侏罗系油层和风化壳油层（后两个油层尚未正式命名，它们属后新立屯构造），发现了煤成气。这些发现在松辽盆地均属首次，其意义是深远的。勘探工作的进展引起地质工作者的关注。先后有吉林油田地调处等单位和个人从地震地质、石油地质、地球化学角度对该区的油气前景进行探讨，并均予肯定。

(三) 石油地质特征

1.地层及沉积特征简述

据地震及钻探成果分析，该区基底为古生界，其第一盖层为上侏罗统，属断陷式沉积，

主要为一套含煤火山碎屑岩建造，第二盖层为下白垩统。为坳陷式沉积，全区缺失上白垩统—第三系（表 2-11-68）。其中下白垩统最高层位为嫩三段，它们构成农安构造主要构造层。侏罗系与白垩系之间为不整合关系。基岩为石炭-二叠系变质岩。

表 2-11-68 农安构造地层简表

地层				厚度(m)	岩性简述
界	系	统	组		
中生界	第四系			10.2～35.2	上部为黄土状砂质粘土、黑色泥砂层,中下部为灰白色砂砾层
	白垩系	下统	嫩江组	0～136.0	上部地层遭受剥蚀,仅残留嫩二段及嫩一段地层; 岩性为黑色泥岩，偶夹灰色粉砂质泥岩
			姚家组	54.0～138.0	自下而上由棕红色泥岩向暗色泥岩过渡,泥质粉砂岩呈不等厚互层，含少量暗色矿物
			青山口组	43.5～388.0	上部为棕红色、紫红色泥岩， 下部为灰、深赤色泥岩
			泉头组	152.67～1129.50	为一套厚度较大的粗—细—粗砂泥岩沉积; 上部为紫红色泥岩夹灰白色粉砂岩， 中部为紫红、棕红色泥岩与粉砂岩呈不等厚互层， 下部为紫红色、灰绿色、灰黑色泥岩、砂质泥岩、杂色砂砾岩互层
	侏罗系	上统	营城子组	240.0	又称砂砾岩段；上部深灰色泥岩、灰色砂岩互层夹砾岩； 下部浅灰、灰色砂砾岩段 106m、夹薄层状泥岩，植物化石丰富，孢粉化石较多
			沙河子组	662.0	上部黑色泥岩、夹粉砂岩、砂岩，见 3 层煤线、植物化石；中部浅灰色砂砾岩与黑色泥岩互层；下部暗色砂质泥岩段；底部为 5 层 45m 厚灰白色凝灰质砂砾岩
			火石岭组	544.5	深灰、灰黑色泥岩与浅灰色砂岩互层，植物化石丰富，重矿物以自生矿物为主
古生界					绿灰、灰色绢云母石英片岩，夹黑色板岩

据地震相及岩性研究，全部盖层主要属于河流相沉积。

2.构造特征

1975～1976 年，地震详查曾勾绘了 T_2、T_4、T_5 构造图。其中 T_2 为北东向延伸的短轴背斜，含南、北两个高点，整体形状为“哑铃”状。闭合面积为 214 平方公里，T_4 高点（实属后新立屯构造）与 T_2 基本吻合，但闭合面积小于 T_2、幅度高于 T_2。而 T_5 则是较复杂的断块（表 2-11-69）。

农安构造是指白垩系构造层的构造。据钻井和地震资料勾绘的 T_2 构造图，与地震构造图基本一致，只是形态更趋规则（图 2-11-21）。

构造上发育两组正断层，主断层是农安—万金塔断裂带的组成部分，走向北东，平行轴部延伸，长度 7～19.5 公里不等，切断 T_2～T_5 构造层，断距上小下大，一般 60～750 米，将构造切成地堑或阶梯状。次要断层走向北北东，规模稍小，一般只切穿 T_2 界面。这些断层，特别是主断层一般都有长期发育的特征，对油气分布乃至构造发育都有一定的控制作用。

表 2-11-69　农安构造要素表

区域构造走向		NE		
位置	地理位置	吉林省农安县华家公社		
	区域构造位置	东南隆起区农安背斜带		
项目＼标准层		T_2	T_4 南	T_4 北
轴　向		NE50°		
长　轴(km)		31		
短　轴(km)		7.5		
长短轴比		4 : 1		
构造形态		短轴背斜	断　鼻	穹　隆
高点位置		农 5 井附近	农 26 井附近	农 8 井附近
闭合面积(km^2)		214	17	29
闭合高度(m)		220	340	400
两翼倾角		W:7°　E:5°	W:9°30′　E:断层	W:9°　E:4°30′
可靠程度		落　实	较 落 实	较 落 实

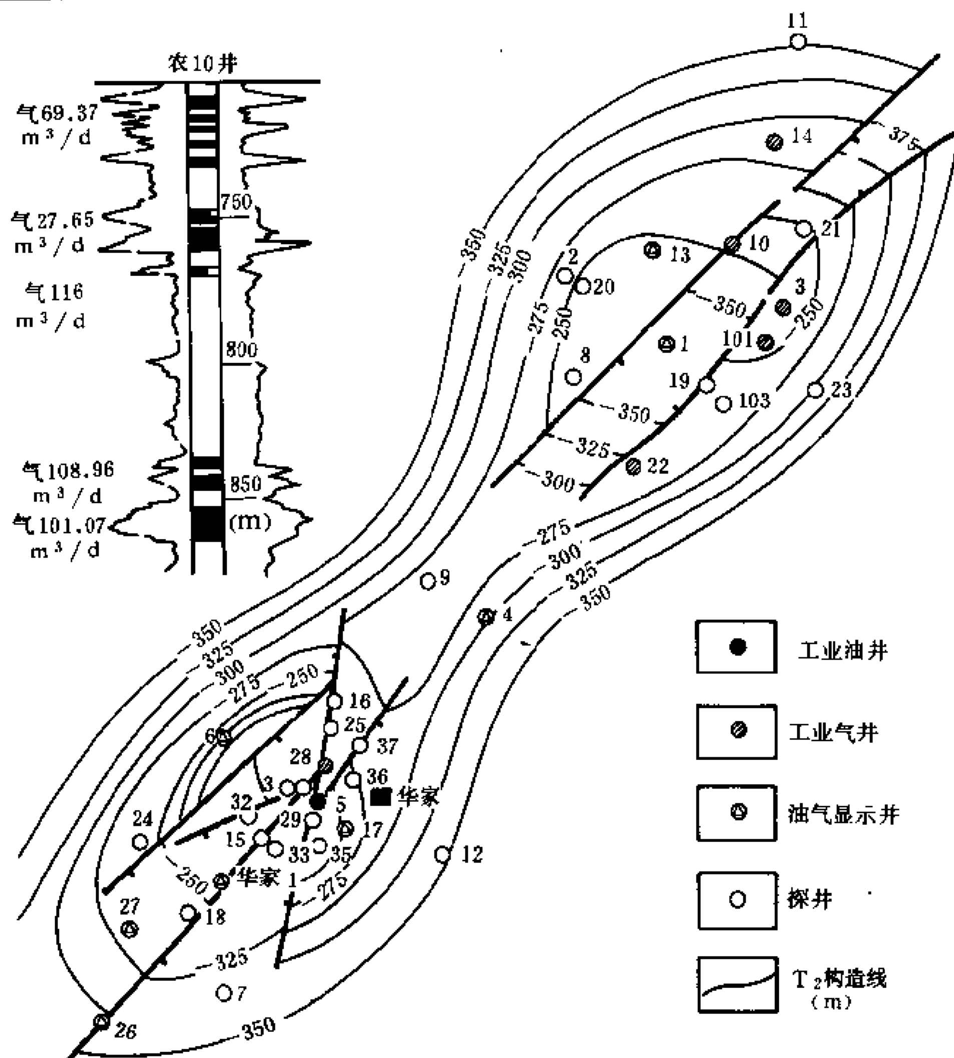


图 2-11-21　农安构造勘探成果图

据研究，农安构造是嫩江末期形成的后生构造。

（四）储集层特征

农安构造的储集类型可分砂岩孔隙、火山岩孔隙、岩石裂缝和风化壳4种类型。

扶、杨油层和侏罗系均属砂岩孔隙储油，其砂体成因于河流沉积，故其形态以透镜砂岩为主，其物理性质如表2-11-70。

表2-11-70 农安构造储油物性数据表

油层	孔隙度 (%)	渗透率 ($\times10^{-3}\mu m^2$)	备注
扶余	17.6～26.8	98.3～2108	孔隙—接触式胶结
杨大城子	14.5～25.0	25.0～29.5	
农安	12.0～14.5	1.3～5.9	
侏罗系	深度＞1500m为14 深度＜1500m为4～8		可能有次生溶蚀

另于农26井、农101井分别见到火山碎屑孔洞及风化壳储油，其物性及分布尚需探索。基于本区断裂发育的基本事实，认为裂缝储油也是本区一种主要储集类型是有依据的。

（五）油、气、水性质

原油性质轻，相对密度、粘度、凝固点、含蜡量均低。原油相对密度一般为0.7759～0.8394；粘度为1.652～8.49毫帕秒，最大在农26井108.0～864.0米，粘度为11.22毫帕秒；凝固点一般为14～26℃，最高为28℃。

天然气中甲烷含量高，一般大于90%，最高可达98.78%；重烃含量一般小于5%，C_1/C_2+C_3比值在20～250之间，平均为40左右；异丁烷与正丁烷之比为0.6左右，N_2含量较低，一般2～5%，不含或微含H_2S和CO_2（表2-11-71）。

表2-11-71 德惠断陷天然气组分表

断陷	层位	样品数	CH_4 (%)	C_nH_{2n+2} (n>1) (%)	N_2 (%)	C_1/C_2+C_3	iC_4/nC_4	$\delta^{13}C_1$ (‰)
德惠	K_1q^3	22	93.98	2.62	4.48	59		−39.1
	K_1q^1	7	91.73	4.08	3.41	34	0.6	−40.33
	J	6	91.26	4.59	1.41	21	0.64	−34.98
	基岩	1	92.30	3.92	2.78	23	0.64	−39.615

（六）油气分布规律

从试油成果看，农安构造油气分布规律是南油北气，即构造南高点农5井区基本不含气；北高点，包括农10井共有4口获工业气流井，这些井的试油层位基本上不含油。农10井为一断块式纯油藏，预计其他井亦属同种情况（表2-11-72）。

表 2-11-72 农安构造北高点试油成果表

井号	层位	井段(m)	厚度(m)/层数	工作方式		日产量(m^3)			天然气性质(%)						
				油嘴(mm)	孔板(mm)	油	气	水	相对密度	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	重烃	N_2	CO_2+H_2S
农3井	Y	696.0~691.0	5.0/1	12	15		24795	0.12	0.6566	78.23	2.32	0.87	0.41	17.89	0.27
农19井	Y	780.0~774.0	5.6/1	12	20		97240		0.5676	97.84	1.54	0.38	0.07	0.16	
农22井	Y	746.8~744.2	2.6/1	11	15		1493		0.6385	88.08	2.52	0.79	0.83	4.16	3.62
农10井	Y	868.0~708.0	34.6/11	12	20		116000		0.5837	93.96	2.61	0.60	0.26	2.27	0.29

四、扶余Ⅱ号构造

(一)概况

扶余Ⅱ号构造位于吉林省扶余县长春岭乡西11公里。南起桑家窝堡，北迄关山村，跨松花江北延入黑龙江省，是发现较早的含油构造之一。区内地势低平，交通条件较好。

该构造属于东南隆起区长春岭背斜带南段的长轴背斜构造，闭合面积153平方公里（仅江南部分）。

扶余Ⅱ号构造发现于1959年，截止1984年底，共完钻探井20口，进尺14184米，取芯井2口，进尺480.96米，芯长416.58米，见油气显示井13口（表2-11-73），试油井7口、51层次。其中扶203井和扶218井分别获工业气流和工业油流（表2-11-74）。

表 2-11-73 扶余Ⅱ号构造油气显示井简况表

构造(地区)探井数	含油区块	油藏			油气显示井(口)
		油层	类型	埋深(m)	
20口	扶218井	扶余	构造—岩性	200~300	13

表 2-11-74 扶余Ⅱ号构造扶杨油层试油成果表

井号	试油井段(m)	厚度(m)/层数	工作方式		日产量(m^3)		
			油嘴(mm)	孔板(mm)	油	气	水
扶203	240.4~236.0	3.0/3	6	25		6493	
	268.8~204.0	14.3/10	6	25		7691	
扶218	246.6~209.6	16.0/11	捞		0.247		0.05

1985年计算了南段控制储量，认为是一个比较有希望的含油构造。

(二)勘探简况

1956~1959年，地质部松辽石油普查大队及地质部东北石油物探大队先后完成区域地质及地球物理普查（包括1959年的两条地震测线）发现了重磁正异常及地震高点。

1959年，地质部松辽石油普查大队一区队在该区进行构造详测，并提交“吉林省扶余地区1959年构造详测报告”，通过浅井及地球物理资料初步查明Ⅱ号构造，具有两个高点（其

南高点即现今的桑家窝堡高点，北高点即四马架—关山高点），且圈闭良好，但北高点的形态掌握不太确切。

1959年6月9日，于南高点钻扶20号井，井深424.16米，钻达泉三段，首次于扶余油层（229～300米）见含油砂岩及油浸砂岩各两层。

1959年6月13日，钻扶67井，井深419.78米钻达嫩二段，首次发现黑帝庙油层（187～382米）油浸砂岩8层，总厚42.88米。

1959年7月25日，钻扶17井（南高点）井深958.89米，钻达泉二段，于该段见荧光显示。另于扶8井泉三段见到油气显示。

1963年，大庆油田地质调查处211队在连网地震结论中证实有扶余Ⅱ号构造存在。当时验证的也只有两个高点。当年，该区停止勘探。

1974年4月，大庆油田在北高点钻扶203井，井深486.10米，钻达登娄库组，见扶余油层油斑—油砂级显示，并首见杨大城子油层油浸—含油级显示。同年试油，于扶杨油层获天然气7691米^3／日。

1974年8月3日，由吉林省石油会战指挥部钻扶218井，井深700米钻达泉二段，见扶余油层油迹—油砂级显示共10层，总厚17.5米。当年8月27日，试油获原油0.247米^3／日。1987年，压裂后重获原油5米^3／日。同年，重新编绘了构造图(图2—11—22)。

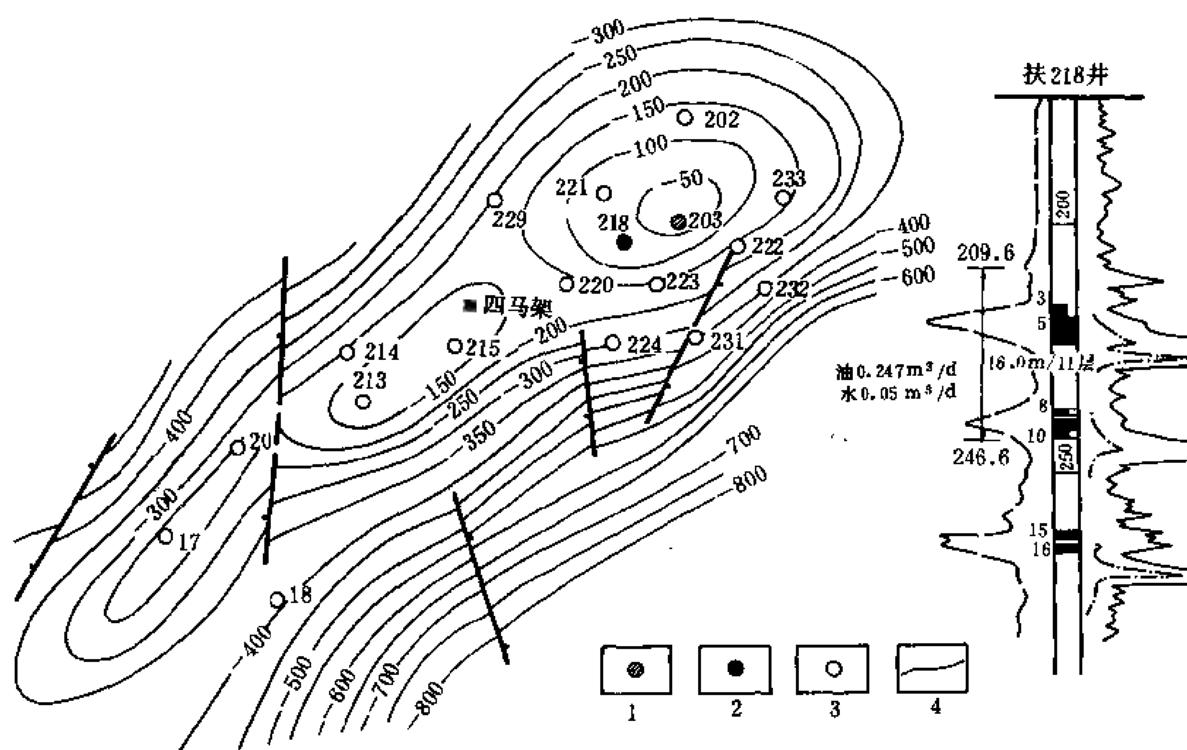


图2—11—22　扶余Ⅱ号构造勘探成果图

1—获工业气流井；2—获工业油流井；3—完钻探井；4—T_2构造线（米）

鉴于扶余Ⅱ号构造面积小，产量低以及所处经济地理位置等特点，于1987年转让于吉林省白城地区投产开发。这是吉林油田扶持地方企业的首次尝试。

（三）石油地质特征

1.地层及沉积特征简述

扶余Ⅱ号构造下白垩统发育比较齐全，因受早白垩世末区域性隆起的影响，缺失上统，下统青山口组以上地层亦大部剥蚀，现存最高层位为青二、三段，第三系直覆其上。白垩系、第三系、第四系间皆为不整合接触，下统各组间为连续沉积（表2–11–75）。

据沉积相研究，区内泉头组地层主要为河湖过渡相沉积，沉积砂体呈指状伸入湖区。青山口组主要为湖相。地壳的频繁振荡，形成完好的中、下部含油组合。

2.构造特征

扶余Ⅱ号构造（T_2）整体为向南西倾斜的短轴背斜，轴向北东，由南西向北东有桑家窝堡、四马架和关山等3个高点（参阅图2–11–22）这3个高点的圈闭线分别为–240米、–150米和–50米。

该构造断层不发育，圈闭范围内发育4条北东向断层，延伸长度2～8公里，最大垂直断距约100米，对油气分布影响不大。

表2–11–75　扶余Ⅱ号构造地层简表

地层				厚度(m)	岩性简述
界	系	统	组		
新生界	第四系			11.5～43.0	上部为黄土，底部为砂砾层
	第三系			36.0～87.5	为一套灰白色砂砾层
中生界	白垩系	下统	青山口组	61.5～406.0	灰黑色泥岩夹薄层页岩，油页岩，含大量介形虫、鱼骨碎片、菱铁矿层
			泉头组	89.0～1258.0	灰绿、棕红色泥、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩、灰白色细粒砂岩
			登娄库组	541.32	上部砂岩、砂砾岩，间夹薄层粉砂岩；下部棕灰绿色及暗色、紫红色泥岩夹薄层砂岩

构造发育时间较早，主要受基岩古隆起控制。一般认为在嫩江期末定型。

（四）储集层特征

1.岩性及沉积特征

扶余Ⅱ号构造储集层主要是泉四段扶余油层。该段厚度90～100米，最大厚度为106.5米（扶202井），最小见于扶213井，为87米。该层物源主要来自保康体系，其次为东部体系。沉积环境以三角洲分流平原相为主，兼少量滨湖相。沉积建造以砂泥交替变化为特征。据扶222井资料，该段厚90米，砂层厚度21.5米／6层，砂地比为24%，储集层岩性为深灰色粉砂岩，砂岩孔隙储油。

小层对比结果，泉四段砂岩厚度变化总趋势是东南厚，西北薄，且于构造北高点形成向西舌凸，成为主要含油区块。砂岩向两侧变薄，全区最大厚度为32米（扶231井），向西至202井尖灭。这个舌凸在各砂组中均有不同程度的反映。

2.层组划分

根据现有资料，泉四段砂岩可自上而下分为4个砂组。

第Ⅰ砂组分布局限，囿于北高点范围，厚度变化趋势仍是东南厚、西北薄。局部变化特点是，向北高点中心加厚，与第Ⅳ砂组成相反趋势。

第Ⅱ砂组连续性稍差，厚度等值线变化较大，变化趋势与第Ⅲ组同。为区内主要含油层之一，最大厚度为10米。

第Ⅲ砂组为主要含油层，分布较广，全区基本连续，其厚度变化趋势亦属东南厚、西北薄，在北高点形成西北向舌凸。该组最大厚度20米（223井），至229井尖灭。

第Ⅳ砂组连续性较差，分布局限，最大厚度在214井为12米，向东北至202井尖灭。扶218、223井缺失此组。

3.岩石物性

扶余Ⅱ号构造仅扶215、扶223两井取芯，砂岩物性分析层段仅限泉四—泉二段,其中扶223井分析样品124个,其孔隙度一般为25%；渗透率为$40\times10^{-3}\sim80\times10^{-3}$二次方微米，个别达$198.7\times10^{-3}$二次方微米；碳酸盐含量2～5%，个别达11%；孔隙度和渗透率变化规律由西向东变好，由上到下变坏。

（五）油、气、水性质

原油性质：相对密度为0.8664～0.8825，粘度为15.98～31.820毫帕秒，凝固点17℃。

天然气性质：相对密度为0.5669，CH_4含量为97.32%，C_2H_6为0.27%，N_2为2.19%。属于油田气。

扶余Ⅱ号构造地层水有$CaCl_2$和$NaHCO_3$两种水型（表2–12–77），总的分布规律是构造高部位为$NaHCO_3$型，低部位为$CaCl_2$型。

表2–11–76　扶余Ⅱ号构造地层水性质表

井　　号	构造位置	阳离子(mg／l)	阴离子(mg／l)	总矿化度(mg／l)	水　　型
218	关　　山	2069.9	3193.1	52580	$NaHCO_3$
213	四 马 架	2587.5	4074.3	6661.8	$CaCl_2$
220	鞍　　部	2748.1	4348.6	7096.7	$CaCl_2$

目前发现的工业油、气流均集中在北高点（关山高点）上。四马架高点及最南的桑家窝堡高点仅见油气显示，分布规律是上气、中油、下水。但含油范围不完全受构造控制，岩性的差异也起一定控制作用。

五、黑帝庙构造

（一）概况

黑帝庙构造位于吉林省前郭尔罗斯县黑帝庙乡以东8公里处的大坨子一带。构造附近有县级公路通达乾安、长岭等地。区内地势平坦，交通较为方便。

黑帝庙构造属于中央坳陷区长岭凹陷南端的次级凹陷—黑帝庙凹陷，与乾安同属一个二级构造带——黑帝庙—乾安穹隆断鼻带。

黑帝庙构造位于保康沉积体系的中段，白垩纪接受大量的河湖过渡带碎屑沉积，晚白垩世沉积尤其发育，地层厚度超过1000米。构造位置与沉积环境配置对含油有利，是个有希望的含油构造。1960年，黑26井于四方台组见含油砂岩。1962年，于黑1井黑帝庙油层获工业油流，从而肯定了构造的勘探前景。

该构造地震6次覆盖，测线密度已达1.5～2.0×1.5～3.0公里，证实黑帝庙T_1、T_2构

造为被断层复杂化了的穹隆构造，共钻黑 1、黑 2 两口探井。

（二）勘探简况

1960 年，地质部东北石油勘探大队地震二队发现黑帝庙构造，当时命名为蒙古户构造。当年及稍晚一个时期，地质部松辽石油普查大队一区队曾在黑帝庙地区进行区域地质普查，钻黑 16、黑 26 等浅井 30 余口。于黑 26 井（687.28～688.27 米）发现四方台组含油砂岩 1 层，厚 0.49 米。

1961～1962 年间，石油工业部松辽地震会战四川大队 121、123、211、212 地震队曾先后在构造区进行工作，证实了构造存在。

1961 年 4 月 28 日，石油部松辽石油勘探局首钻黑 1 井，于 1493～1508 米见嫩四段褐黄色油砂，占岩屑总量的 15～20%。1962 年 4 月 1 日，黑 1 井试油，在井深 1485.1～1488.5 米井段获工业油流 5.31 米^3／日。从而发现了新的、具有工业价值的含油层位——黑帝庙油层。

1963 年，黑 2 井终孔，见油气显示，但级别较低。

1978～1979 年，吉林省石油会战指挥部地调指挥部对黑帝庙作地震复查，查明 T_1、T_2 构造均是被断层切割的不规则的短轴背斜(图 2-11-33)。

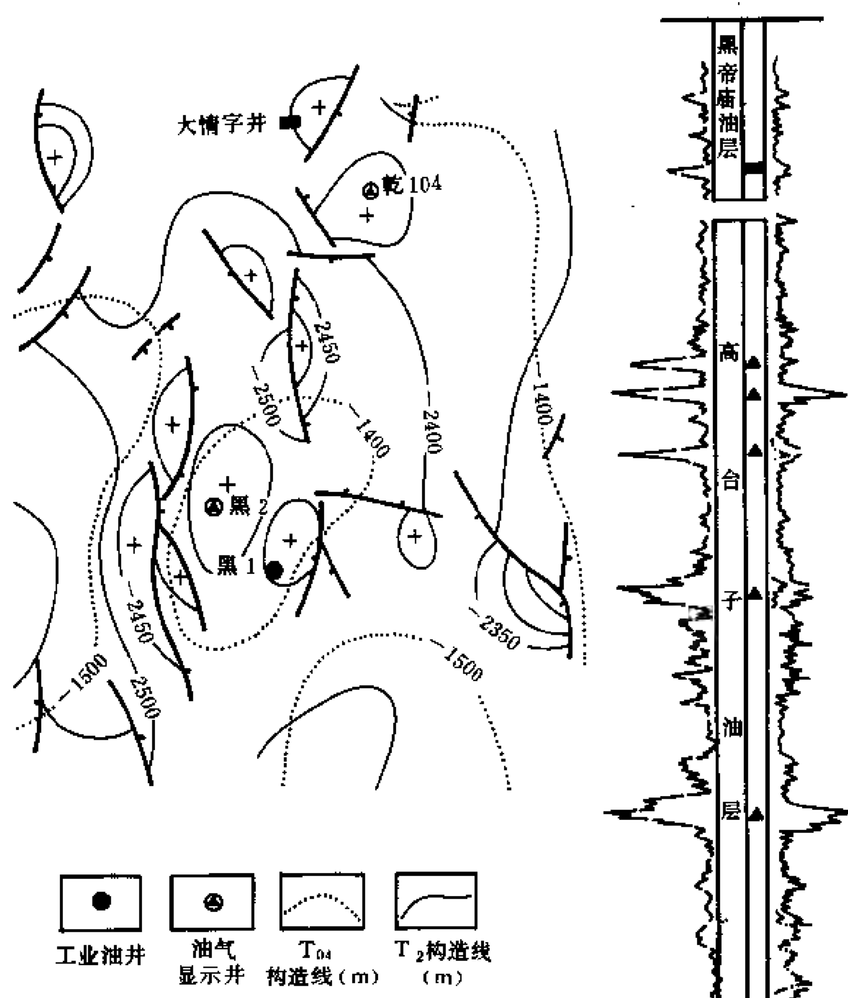


图 2-11-23 黑帝庙构造勘探成果图

1979～1980 年，地震勘探中在黑帝庙构造的东、南、西、北方向共发现 5 个高点，它们或呈断鼻状或呈穹隆状。

1980～1981 年，地震证实黑帝庙构造是被断层复杂化了的构造群，黑 1 井和黑 2 井位其主体部位。

1980 年以来，地质矿产部吉林石油普查所重返该区，发现该区深陷达 8000 米。他们认为，在松辽盆地南部有发现登娄库组大面积地层超覆油气藏的可能性。

（三）石油地质特征

1.地层及沉积环境简述

黑帝庙构造揭露的最低层位为泉三段。据地震资料推断，该区可能存在登娄库组。从已揭露的情况看，其层序、岩性和乾安地区基本一致，即泉头组—第四系均有发育。各系、统间为不整合或平行不整合接触，统内各组间均为整合接触。但是，与乾安地区相比，该区的上白垩统及第三系明显加厚，下白垩统则相对变薄，且有红色沉积，砂岩亦变粗、变厚。

据岩相古地理研究，黑帝庙地区位居保康体系的中段，其沉积环境主要为河流和河湖过渡相，由于湖水进退往复，在纵向上形成泥砂叠置，构成多套含油组合。

2.构造特征

黑帝庙构造的主体含 3 个主要地震界面，最上面的 T_{04} 为一穹隆背斜，T_1、T_2 均为被断层切割的穹隆（表 2–11–77），其下的构造层则基本未圈闭。多年的工作发现，所谓黑帝庙构造实际是“构造群”，前述主体构造外围，尚落实有前神字井、东南退字井、大情字井北等外围构造，这些构造均为断鼻，一般面积不超过 10 平方公里（表 2–11–78）。

表 2–11–77　黑帝庙构造要素表

位置				
位置	地理位置	吉林省前郭县黑帝庙东约 8 公里		
位置	区域构造位置	中央坳陷区长岭凹陷		
项目 \ 标准层		T_1	T_2	T_2
长轴(km)		5.2		
短轴(km)		5		
长短轴比		1 : 1		
构造形态		被断开的穹隆	被断开的穹隆	
闭合面积(km^2)		17	2	12
闭合高度(m)		80	20	120
可靠程度		落实	落实	落实

关于黑帝庙构造的发育过程，迄今未见正式研究报告，但据区域发育情况，它是嫩江期—明水期末一次形成的晚期构造。

（四）油、气、水性质

原油性质：相对密度为0.8713，粘度为34.50毫帕秒，凝固点41℃。

地层水性质：pH值为7，总矿化度为5783.59毫克／升，Cl^-含量为2425.26毫克／升，水型为$NaHCO_3$型。

表2-11-78　黑帝庙分小区构造要素表

名称＼数据＼项目	层　位	闭合面积(km^2)	闭合幅度(m)	长　轴(km)	短　轴(km)	构造形态	高　点(海拔,m)
前神字井	T_1	3.7	23			断鼻	−1727
	T_2	5.2	62			断鼻	−2263
东南退字井	T_1	6.7	20			断鼻	−1620
	T_2	5.2	81			断鼻	−2194
大情字井	T_1						
	T_2	4.2	126	2.9	1.7	断鼻	−2124

六、茅山构造

(一) 概况

茅山构造位于吉林省梨树县孤家子乡茅山屯。东辽河从东、北、西三面绕构造而过，处于该水系由北转南的河湾处。构造东北距长春市约70公里，南离四平市约65公里，东南临中长铁路，最近点仅40公里。区内地势平坦，交通十分方便。

按构造区划，茅山属于东南隆起区梨树断陷内的局部构造。构造由T_4（相当于登娄库组底界）反射层构成，闭合面积53.72平方公里，最大闭合度439米（图2-11-24），曾计算过油气储量。

(二) 勘探简况

1956～1959年，该区曾作过1∶10万地面重磁测量和1∶100万航磁测量，构造以北曾钻南14、杨103、杨114等探井。

1977～1978年度，吉林省石油会战指挥部地调指挥部在东南隆起区作9条地震大剖面。其中东南8号线首次伸入本区（区内部分由2245地震小队完成），该线穿过茅山构造，发现隆起显示。

1980～1981年，地震勘探发现梨树断陷。断陷基底埋深大于9000米。

1982～1983地震年度，在断陷开展地震概查，确定了茅山构造的存在。它是由侏罗系地层顶面（T_4）和T_{JH1}反射层构成的穹隆背斜。构造被2个平行反向正断层切成3个高点。

1983～1984年度对梨树断陷加密测线644.65公里（12次覆盖）。从而使茅山构造达到详查精度，测线密度2×4公里，又发现了短轴背斜，断层和地层圈闭5个，进一步落实了茅山构造的形态，并重新解释基底埋深近万米。

1983年7月4日，吉林省石油管理局在茅山构造高点钻第一口参数井——梨参1井，该井设计井深3200米，开钻后钻井公司提出施工困难，而提前于12月2日完钻，井深仅2805.23米。1984年7月，于梨参1井泉一段下部1468.4～1473.4米井段试油，自喷天然气

流，最初日产 7.5 万立方米，显示出该区具有较大的油气勘探前景。

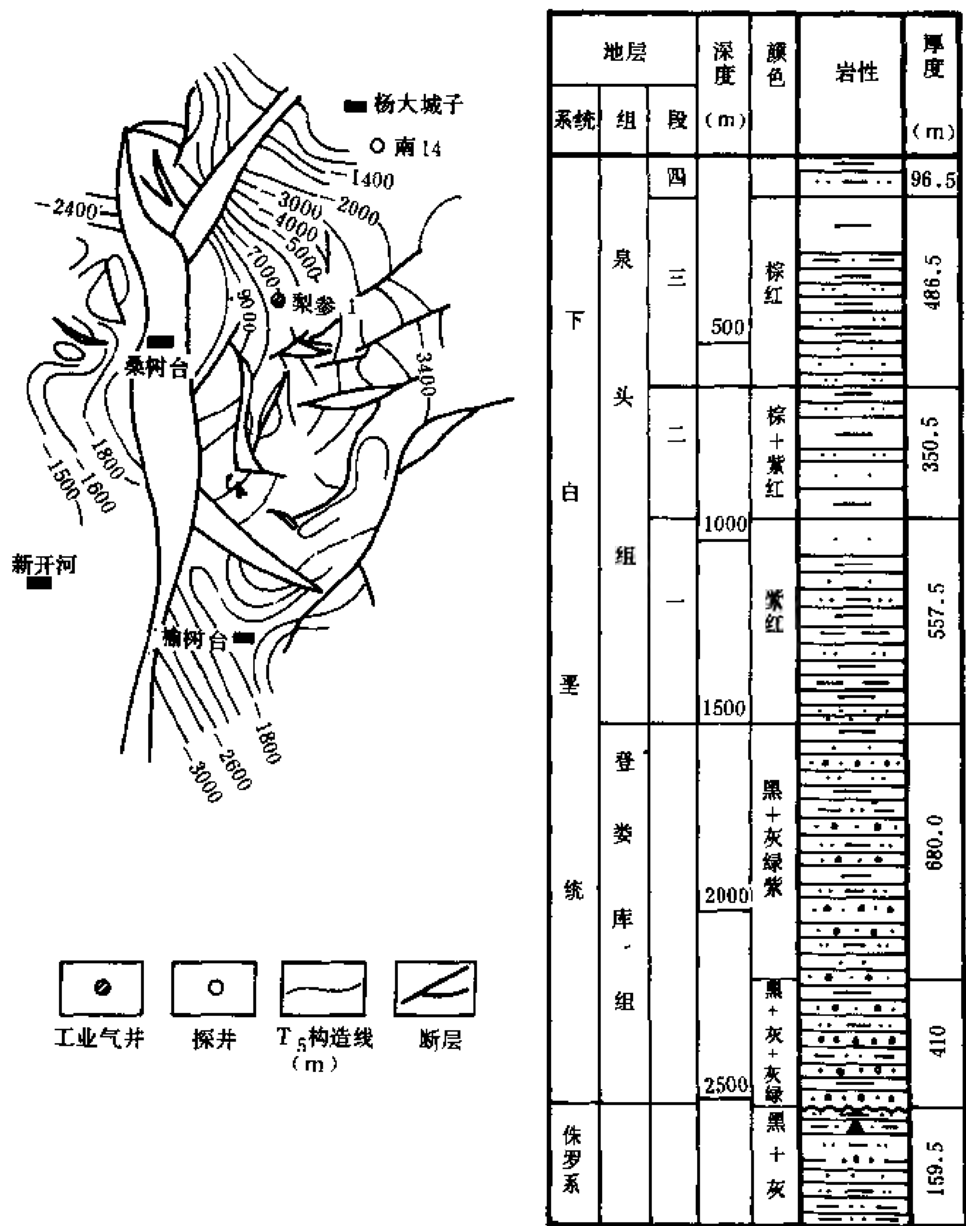


图 2–11–24　茅山构造勘探成果图

（三）石油地质特征

1.地层及沉积环境简述

据梨参 1 井揭露地层来看，自下而上有侏罗系、白垩系。其上部被第四系所覆盖。另据松南 9 井的资料推测可能存在青山口—嫩江组（表 2–11–79，并参照图 2–11–24）。

通过对该区地震相分析，T_4～T_5 沉积相带从东向西呈有规律变化。沉积物由粗至细，沉积相带可能是以山麓堆积相、高能河流相、河湖（沼）过渡相和湖沼相相序展布。构造范围内为河湖过渡相。

2.构造特征

茅山构造 T_4、T_{JH1}、T_{JH2} 三个反射层界面均形成圈闭（表 2—11–80）。经分析，该构造隐蔽于杨大城子背斜带南端的头道圈构造（T_2）之下。其 T_4 圈闭线与头道圈的 T_2 构造部分重合，就是在 T_4 及其以前各沉积时期，该区受断裂控制，在断陷内形成 T_4 构造。进入白

垩纪，经短暂的隆起间歇，后与杨大城子地区整体下沉，沉积统一的盖层——泉头组以上的地层，这套地层再经褶皱而成圈闭范围大大扩展的头道圈构造(T_2 构造)。T_2 以上构造定型期为嫩江期末。

表 2-11-79　梨树断陷地层简表

地层					地层厚度(m)	岩性简述	代表井
界	系	统	组	段			
中生界	白垩系	下统	嫩江组		286	灰绿色、灰白色泥岩	松南 9
			姚家组		76	灰绿色、棕红色泥岩与灰白色粉砂岩互层	松南 9
			青山口组	三、二	214	棕红色泥岩夹粉砂岩	松南 9
				一	104	大套紫红色泥岩	松南 9
			泉头组	四	96.5～154	紫红色泥岩、灰白色砂岩、灰绿色粉砂岩	梨参 1
				三	445～486	紫红色、棕红色泥岩，灰白色粉砂岩、砂岩	梨参 1
				二	322～350.5	棕红、紫红色泥岩为主	梨参 1
				一	557.5～624.0	紫红色泥岩与灰白色砂岩互层	梨参 1
			登娄库组		1009	上部以过渡岩性为主，中部砂砾岩、泥岩段，下部砂砾岩段	梨参 1
	侏罗系	上统			259.23(未穿)	灰黑色泥岩，灰绿色砂砾岩，孢粉化石丰富，并见叶肢介化石	梨参 1

嫩江期末的构造运动不但影响到白垩系，同时也影响到断陷内部的侏罗系，使断层发育由少到多，构造面积由小到大。

表 2-11-80　茅山构造要素表

构造名称	构造层面	构造形态	圈闭面积(km^2)	高点编号	闭合幅度(m)	高点海拔(m)	可靠程度
茅山	T_4	穹隆	53.72	Ⅰ	439	−1036	可靠
				Ⅱ	394	−1081	
				Ⅲ	234	−1241	
				Ⅳ	139	−1336	
	T_{JH1}	穹隆	20.25	Ⅰ	264	−2336	可靠
				Ⅱ	116	−2484	
	T_{JH1}	穹隆	1.8	Ⅲ	110	−2490	可靠
	T_{JH2}	穹隆	14.5		173	−3727	可靠

茅山构造的断层数量较少，走向以南北为主，且均为正断层。断层及构造对油气的圈闭作用尚不十分清楚。

(四）储集层特征

茅山构造主要储气层是泉一段地层。气层埋深1460～1470米。岩性为含砾粗砂岩。孔隙度为8.9～19.4%。平均为16.9%；渗透率为0.84×10^{-3}～260×10^{-3}二次方微米，平均为113.27×10^{-3}二次方微米。

（五）天然气性质

初步鉴定梨树断陷的天然气属煤成气，相对密度为0.5609～0.5691，甲烷含量96～98%（表2-11-81），$\delta^{13}C$为32.41‰。初步分析气体来自下部侏罗系。

七、新民构造

（一）概况

新民构造位于吉林省扶余市新民乡，地处第二松花江与第一松花江汇合的三角地带。东起土木街、南到伯都，西、北分别为第二松花江和第一松花江。地势低洼。但因其南依扶余油田，交通尚属方便。

表2-11-81　茅山构造梨参1井泉一段试油成果表

井段(m)	厚度(m)/层数	工作方式		日产量(m^3)			天然气相对密度	天然气组分(%)				
		油嘴(mm)	孔板(mm)	油	气	水		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	CO_2	N_2
1473.4～1468.4	5.0／1	20	30	0.036	75059		0.5693	96.36	0.63	微		3.02
1400.2～1395.8	4.4／1	5.9	18		530		0.5609	98.44	0.47	微	微	1.09

新民构造划属扶余—华字井阶地北段，与扶余、新立属同一个二级构造带。构造面临生油凹陷而背靠聚油隆起，为油气运移必经之路，其成油条件十分优越。

新民构造的勘探目的层是泉四段扶余油层，勘探面积200平方公里。截止1984年，地震测网密度达1×1～2×2平方公里。共钻探井6口，总进尺7373.68米，取芯井2口，进尺107.62米，芯长86.24米；试油井2口，厚17.2米、12层次。

1967年4月24日，于地011井泉四段试油获日产0.546立方米的工业油流，从而证实了新民构造为一个含工业油流构造。

1967年后，该区仅进行部分地震工作，获构造成果图（图2-11-25）。1987年重探本区，预计成果乐观。

（二）石油地质特征

1.地层及沉积环境简述

新民构造处于扶余古隆起与三肇凹陷的斜坡上，地层发育较扶余构造齐全，但亦缺失上白垩系及部分嫩江组，其他组段为连续沉积。

该区泉四段沉积时处于三角洲分流平原相或前缘相向滨浅湖相过渡带。来自南部扶余方向的砂体在此人湖，砂体的分布出现沿沉积方向呈指状分叉、厚度递减的趋势。

由于河湖共同作用，该组砂岩厚度和展布在横向上变化较大，出现砂岩断续分布的特点。

2.构造特征

新民构造泉四段顶面为向北西倾的单斜，其上发育着34条高角度的正断层，按其走向

基本上可分为北西向和北东向两组，平面延伸长度为3～5公里，据统计，大约形成13个面积大小不等的断层遮挡小圈闭。从小圈闭的平面分布上看，西北部较多，且面积较大；而东半部较少且零星分布。西南部基本没有圈闭。

新民构造的形成是扶余古隆起长期活动的结果。

（三）储集层与油、气、水性质

本区主要目的层是泉四段（扶余油层）。油层埋深1038～1106米，有效孔隙度12～18%，渗透率小于10×10^{-3}二次方微米，油气藏类型较为复杂，有岩性油气藏、断层圈闭油气藏和复合型油气藏。

油、气、水性质：原油相对密度为0.8713～0.8876，粘度（50℃）为80毫帕秒，凝固点为35℃．水总矿化度为6958毫克／升，Cl^-含量为3657毫克／升，水型为$NaHCO_3$型。

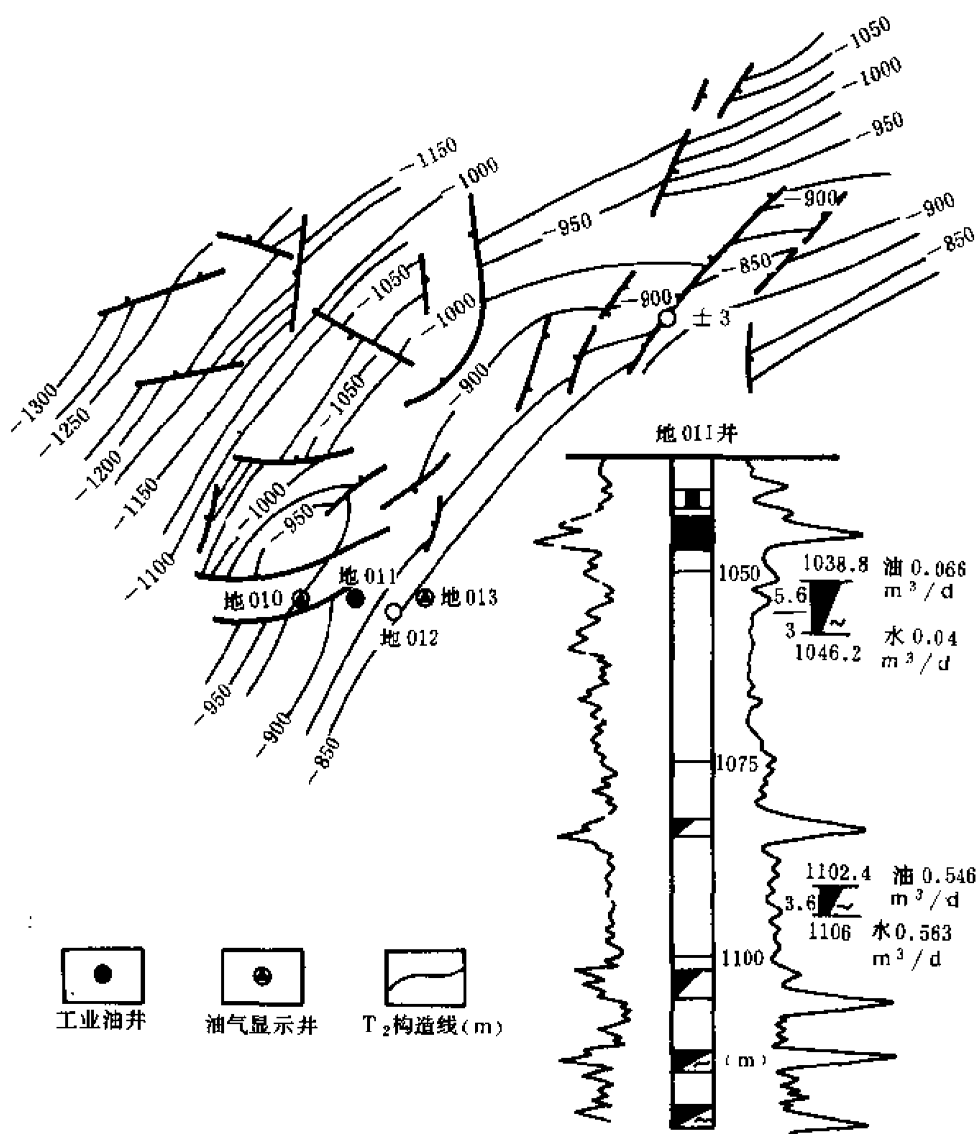


图2-11-25　新民地区勘探成果图

综上所述，各含油气构造的石油地质背景不同，其勘探前景也不尽相同。英台构造的勘探范围已扩及其西北的四方坨子和西南的二龙索口等低幅度构造地区。这两个地区与英台毗

连，地处红岗阶地西缘，紧临生油区，是油气运移的必由之路，只要有一定的圈闭条件，即可捕油，形成聚集，因此其勘探前景可观。西斜坡区的大面积稠油显示的存在就是很好的证明。英台地区连续发现低幅度构造油田，并非偶然。

乾安以北的大安构造，与红岗油田有相似的成油背景，油气显示普遍，其突破的关键是搞清构造特征和控油因素，在这里投入一定的工作可望前景美好。大安构造勘探多年未予突破，其关键是储集层问题，应从沉积相和地震地层学方面予以深入的研究。

双坨子、孤店、大老爷府等构造，位于华字井阶地，与大安、红岗有相似的构造背景，投以一定工作量必将有所成就。特别是双坨子构造，据了解，当年试油工作不够彻底，若补做工作这里起码可以建立小型油田供地方开发。

扶余Ⅱ号构造据近年研究成果，该区位于河流入湖的三角洲，砂体呈指状指向湖区，因此重要的课题是细致研究砂体分布及其物性变化规律，施以必要的工程手段完全有可能获得重大突破。对目前的地方开发，应扶以必要的技术手段，方能奏效显著。

新民地区，是长期发育的斜坡带，它面临生油凹陷，背依古隆起，虎踞油气运移的必经之路。这里地处河湖过渡的古自然环境，砂体发育，聚油条件十分优越，只要对其砂体分布规律、构造发育史等石油地质条件予以精心研究，本区获得重大突破的前景极为现实。

农安、茅山构造，面对新的勘探层系和新的矿种，应明确地纳入深层勘探区域，以断陷期生油理论和观点重新估价其勘探前景，必要时，应设专门手段，对天然气展开单项勘探。

第十二章　油气资源评价及勘探方向

第一节　概　　况

1980年，石油工业部召开全国油气资源评价研究预备会议后，该项工作在全国各油田同步展开。吉林油田的此项工作已于1985年最后完成，先后提交了三份报告。

1982年，吉林省油田管理局勘探开发研究院编写的“松辽盆地南部油气资源评价及勘探规划”，从板块构造观点出发，阐述了松辽盆地南部地区石油地质特征，分析了油气藏分布规律，进行了首次分区带资源量的预测。

1983年，松辽盆地南部第二份油气资源评价报告问世，其区域地质研究观点更加完善，而且补充了某些实际资料。

1985年，开始对以前的评价工作进行总结，并用多种方法定量地计算了南部的资源量，还提出了新的含油气区带划分方案●。根据新的计算成果，调整了含油气带及其级别。从而使评价研究更具有实用价值。

以上三个阶段的研究过程，实际上是同一研究内容的深化过程，也是与生产实践结合的过程。自1982年以来，各种评价结果逐步成为勘探部署的依据，在实践中显示了较好的成效。

第二节　油气资源评价

一、评价原则

对盆地南部的资源评价，遵循以下五项基本原则：

1）体积生成法的资源量采用1985年“石油工业部第三次油气资源评价会议”决定的氯仿沥青“A”法，分凹陷、分层计算。为客观地反映资源潜力，引入蒙托卡洛法计算技术，其资源表达形式为概率分布。

2）圈闭体积法评价的基本地质单元，为三级局部构造或相应的地区。

3）圈闭体积法计算资源量时，采用的参数是通过与已知油田油藏类型类比的方法选取。该项工作未引入蒙特卡洛法计算。

4）根据勘探程度不同，圈闭体积法的资源量分为两种：①获工业油气流构造或地区的可能储量；②预测有利构造或地区的远景资源量。

5）煤成气、天然气资源，对断陷采用煤成气发生率方法预测，对局部圈闭采用溶积法计算。

二、油气资源级别分类

（一）聚集资源量

用生油岩体积生成法、沉积岩体积法或油田规模序列法等方法预测的盆地或凹陷的资源

●孙云集，1985，“吉林省中新生代盆地油气资源评价”。

量为聚集资源量。

它是对盆地或凹陷进行评价，制定长远勘探规划的依据。

(二) 预测资源量

通过地质综合评价，确认有含油气远景的圈闭或区块，推断其油气藏类型并与已知油田或邻区对比，确定参数和系数，用圈闭体积法计算的资源量为预测资源量。它是部署预探的依据。

(三) 可能储量

在预探圈闭或区块上，有一口以上探井获工业油气流，在此基础上预测其油气藏类型、油层性质、厚度和含油范围，然后与已知油田的油气藏类型类比，确定参数与系数，再用圈闭体积法计算的储量为可能储量。它是部署评价井的依据。

含油气评价工作随着技术水平的逐渐提高，也由定性评价进入定量评价阶段，且评价方法日臻完善。在评价工作中，各油田都采用多种不同方法，并将其结果进行比较。吉林油田所采用的计算聚集资源量的主要方法有：生油岩体积生成法，沉积岩体积法、沉积岩体积速度法、油田规模序列法以及圈闭体积法等。

现以生油岩体积生成法为例，按不同凹陷计算的结果为：古龙凹陷占全区资源量的48.7%，乾安凹陷占48.0%，王府凹陷占6.3%；按不同油层组合计算的结果为：上部组合占11.7%，中部组合占58.8%，下部组合占29.5%。

其他方法分凹陷、分层组计算的结果亦大体一致。

预测资源量及可能储量，也都根据勘探程度的不同分别进行了计算。

现对上述评价方法中的油田规模序列法预测聚集资源量，作一简要说明。

油田规模序列法的理论基础为“齐波夫定律”，其数学表达式为：

$$S_m / S_n = K \cdot n / m$$

式中 S_m——排列号 m 的事件的大小；

S_n——排列号 n 的事件的大小。

取 K（斜率）为1，则定律的含义是某种离散现象的最大一个事件的大小是第二号事件的2倍、第三号的3倍，依次类推，可得出各个事件的大小值。

把盆地南部的油田看作离散现象的事件，作双对数规模序列图，油田储量作为纵坐标，油田大小序列作为横坐标，选扶余油田为第二号油田，按第一号油田是第二号油田的2倍，推算出一号油田储量，依次类推三号、四号、五号等油田储量，绘制出齐波夫曲线（图2-12-1）。

根据曲线可以解释出一份油田个数及与之相对应的储量大小的清单，所列油田并非都是未发现的，其中有部分为已发现的油田。

以上简要说明了油田规模序列法。

综合前面所述各种评价方法进行计算的结果，松辽盆地南部尚蕴藏大量油气资源，有待开发。

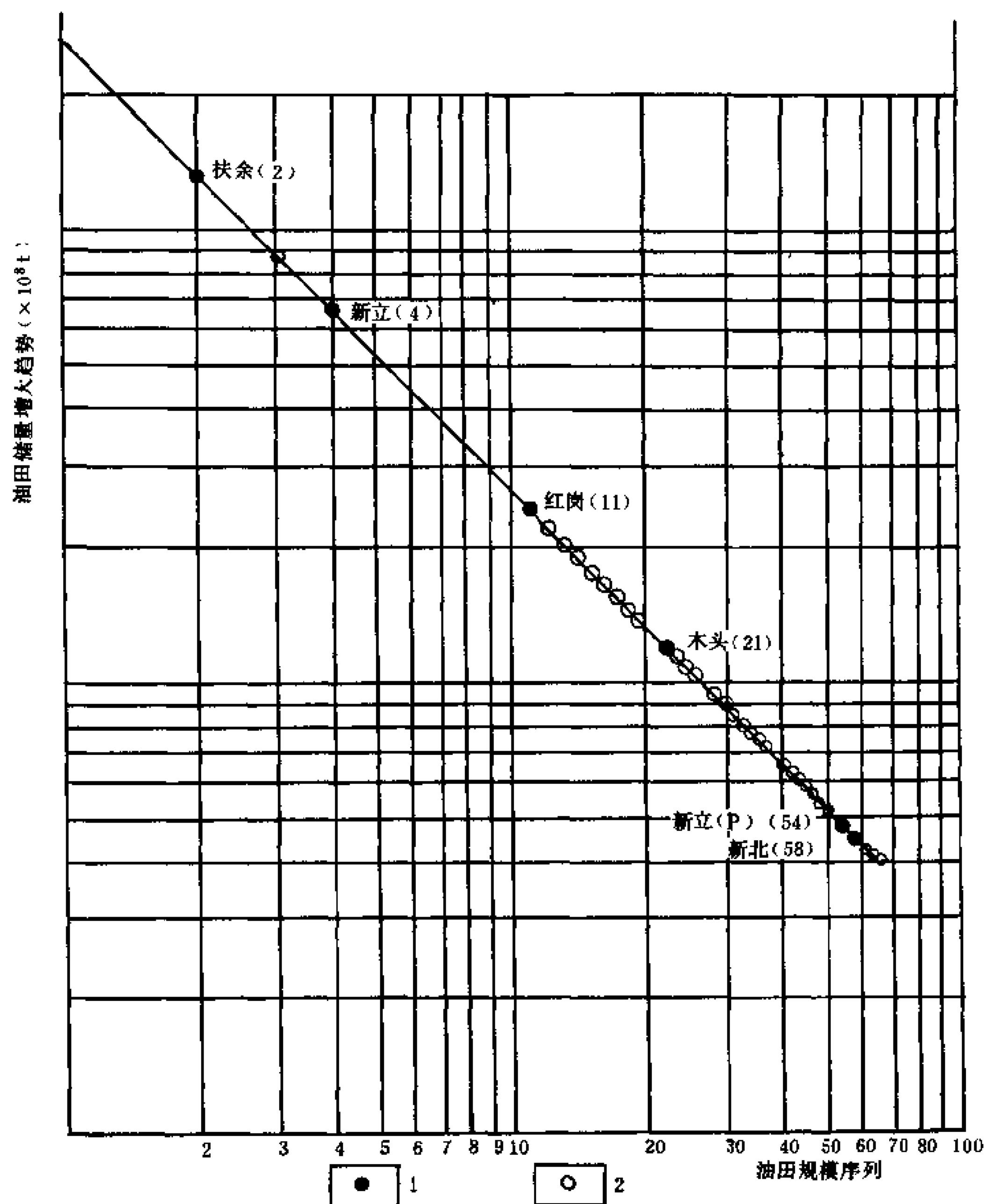


图 2-12-1　松辽盆地南部白垩系油田规模序列曲线图

1—排序及拟合齐波夫曲线的已知油田（括号内为序列号）；2—待发现的油田

第三节　勘 探 方 向

根据松辽盆地南部的石油地质特征和勘探程度，将盆地南部的 6 个生油凹陷分为三类：有利生油凹陷——古龙凹陷南部；较有利生油凹陷——乾安凹陷、黑帝庙凹陷；预测远景凹陷——王府凹陷、德惠凹陷、怀德凹陷。

对应以上生油凹陷，划分出三类不同的含油气地区，即：围绕有利生油凹陷的油气藏

带，组成有利含油气区；围绕较有利生油凹陷的油气藏带，组成较有利含油气区，围绕预测远景凹陷的油气藏带，组成预测远景含油气区。具体划分如图 2-12-2。

1985 年，在上述评价的基础上进一步按含油气区带进行了评价，如表 2-12-1。

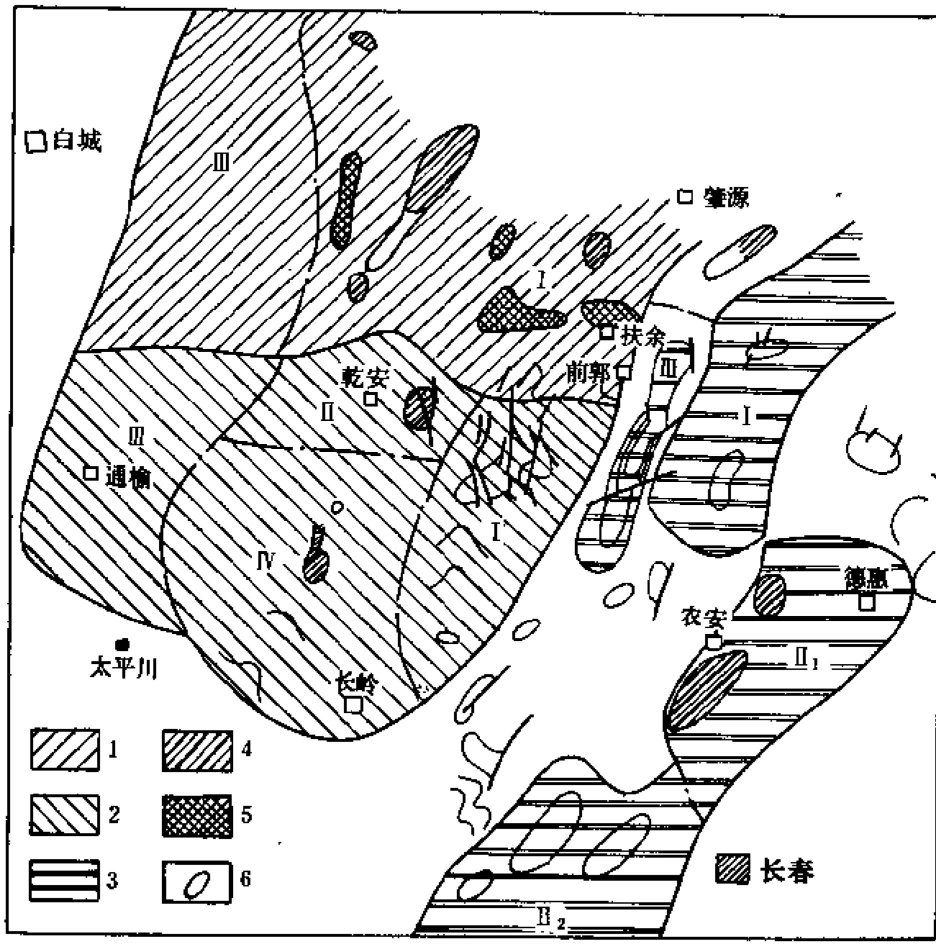


图 2-12-2 松南含油气区划分图

1—有利含油气区；2—较有利含油气区；3—预测远景含油气区；4—获工业油流构造；5—油田；6—局部构造

含油气区	油气聚集带
有利含油气区	Ⅰ. 扶余—新立 Ⅱ. 英台—红岗 Ⅲ. 安广（可能）
较有利含油气区	Ⅰ. 华字井 Ⅱ. 乾安 Ⅲ. 通榆（可能） Ⅳ. 黑帝庙
预测远景含油气区	Ⅰ. 王府凹陷 $Ⅱ_1$. 德惠凹陷 $Ⅱ_2$. 怀德凹陷 Ⅲ. 扶余Ⅰ号（稠油资源区）

表 2-12-1　松辽盆地南部各区带评价表

含油气区	油气聚集带	评价
东部含油气区	茅山含气聚集带	有利
	农安—万金塔含气聚集带	较有利
	榆树远景含气聚集带	远景
	大三井子—小城子油气聚集带	远景
	长春岭—杨大城子稠油资源带	较有利
中部含油气区	扶余—新立含油气聚集带	有利
	华字井含油气聚集带	较有利
	乾安—情字井含油气聚集带	有利
西部含油气区	红岗—大安含油气聚集带	有利
	西斜坡稠油资源带	较有利

参 考 文 献

大庆石油管理局地质处，1978，关于松辽盆地构造发育特征的探讨，石油勘探与开发，1978.2 期。

王行信、辛国强，1980，松辽盆地白垩系粘土矿物的纵向演化及其石油地质意义，石油勘探与开发，1980.2 期。

王尚文，1987，中国石油地质学，石油工业出版社。

王英民，1988，松辽盆地杏山—莺山地区侏罗系和登娄库组沉积特征及其勘探方向，大庆石油地质与开发，第 7 卷第 3 期。

中国科学院地球化学研究所，1982，有机地球化学，科学出版社。

田在艺，1980，中国地质演变与石油的关系，石油勘探与开发，1980.4 期。

叶得泉，1980，松辽盆地白垩系的分统问题，石油勘探与开发，1980.4 期。

——，1983，松辽盆地白垩纪的介形虫类化石及其意义，大庆石油地质与开发，第 2 卷第 1 期。

——，1986，松辽盆地白垩系嫩江组的介形虫类化石及其演化特征，大庆石油地质与开发，第 5 卷第 2 期。

李国玉，吕鸣岗等编，1988，中国含油气盆地图集，石油工业出版社。

安延恺，1986，松辽裂谷盆地的构造演化和烃类形成，大庆石油勘探与开发，第 5 卷第 1 期。

朱国华、裘亦楠，1984，成岩作用对砂岩孔隙结构的影响，沉积学报，第 2 卷第 2 期。

李星昱、郭令智、朱夏，1986，板块构造基本问题，地震出版社。

李德生，1983，松辽盆地的油气形成和油气分布特征，大庆石油地质与开发，2 卷 2 期。

关增淼、张英歧、徐兑昌，1989，应用时温指数研究松辽盆地石油演化，石油勘探与开发，1989.1期。

刘耀光，1982，松辽盆地地热场特征与油气勘探的关系，石油勘探与开发，1982.3期。

张恺，1987，松辽盆地的演化及含油远景评价，大庆石油地质与开发，第6卷第1期。

张惠，1983，滦河口沙坝的类型及其变迁—红岗油田萨一组砂体成因类型研究，石油开发与勘探，1983.4期。

杨万里，1986，陆相生油理论及其在油气勘探中的应用，大庆石油地质与开发，第5卷第4期。

张本福，1983，新立构造新150井葡萄花油层砂体成因类型及含油远景，石油勘探与开发，1983.1期。

张本福、赵华升，1989，松辽盆地青山口组中晚期乾安三角洲含油远景，石油勘探与开发，1989.3期。

宋之祥，1987，油气资源评价方法的选择，沉积学报，第5卷第1期。

陈丽华，1981，扫描电镜下砂岩储集层的胶结特征和孔隙类型，石油勘探与开发，1981.4期。

辛国强，1986，松辽盆地干酪根类型及热演化的X射线衍射特征，大庆石油地质与开发，第5卷第2期。

杨祖序、龙新仁、陈凤池、崔学周，1983，松辽盆地的构造分带与油气分布，石油学报，第4卷第2期。

吴崇筠，1981，湖泊沉积相的划分，石油勘探与开发，1981.2期。

吴崇筠，赵微林，1987，油区岩相古地理，石油工业出版社。

赵崇溥，1985，热河群及热河动物化石群的地质年代，地层学杂志，第10卷第1期。

国家地震局深部物探成果编写组，1986，中国地壳上地幔地球物理探测成果，地震出版社。

胡朝元，1979，对松辽盆地油气藏形成和分布规律的认识，大庆石油地质与开发，第8卷第2期。

唐智，1979，我国东部含油气盆地的构造特征，石油勘探与开发，1979.1期。

高凤谦、贾翠英、刘丽霞，1986，微生物的堵塞能力与解堵方法实验研究，石油勘探与开发，1986.2期。

黄汲清，1980，中国大地构造及其演化（1：400万中国大地构造图简要说明），科学出版社。

黄第藩，1982，中国陆相油气生成，石油出版社。

黄善炳，1983，对松辽盆地南部红岗油田砂岩次生孔隙的研究，石油勘探与开发，1983.6期。

裘亦楠，王衡鉴、曹文富，1981，差异压实与大油气田，石油勘探与开发，1981.1期。

煤成气地质研究编委会，1987，煤成气研究，石油工业出版社。

潘钟祥，1989，潘钟祥石油地质文选，石油工业出版社。

戴金星，1979，成煤作用中形成的天然气和石油，石油勘探与开发，1979.1期。

——，1980，从油气形成探讨煤变质的温度，煤田地质与开发。

A.I.莱复生，1975，石油地质学，地质出版社。

B.D.蒂索，威尔特D.H.，1979，石油形成和分布——油气勘探新途径，石油工业出版社。

第三篇　外 围 盆 地

外围盆地是指松辽盆地以外，地处吉林省中、东部的中、新生代盆地。这类盆地共69个，以小型为主，面积大于1000平方公里的仅5个；500～1000平方公里的也5个；100～500平方公里的有29个，其余的面积均小于100平方公里（图1-2-4、表1-2-4）。

1976年以来，吉林油田陆续完成面积大于1000平方公里的5个盆地的石油地质调查工作，即延吉盆地（1976、1978）、伊通地堑（1981）、辉桦地堑（1982）、通化盆地（1982）及柳河地堑（1982）。调查结论认为伊通地堑最佳，辉桦、柳河、延吉盆地前景较好，通化前景欠佳，暂不宜开展工作。现将前述5个盆地的勘探成果简述如下。

第一章 伊通地堑

第一节 概 况

一、地理位置

伊通地堑是吉林省油田管理局（简称）近几年在松辽盆地外围新发现的新生代含油气区。它地处著名的伊通—伊兰地堑（亦名佳—伊地堑）的南段（即吉林省所辖地段）。主要勘探目的层是下第三系。

伊通地堑范围，南起叶赫，北迄吉林、黑龙江省界，地跨梨树、伊通、双阳、永吉、舒兰等县，长约380公里。它形似纺锤蚕卧于松辽盆地东侧，最宽处位于永吉县岔路河乡，宽约20公里，向南北收敛，至二龙山以南及舒兰以北，宽度不足5公里，地堑总面积约4000平方公里。基底最大埋深7000～8000米，以上各项均属外围盆地之首。地堑的延伸方向约NE50°。其主体南起小孤山，北迄舒兰镇，面积约3000平方公里，是迄今为止松辽外围的主要探区和研究对象。

地堑西濒松辽平原，穿行于吉中丘陵之间，堑内地势平坦。有伊通河、饮马河及第二松花江等主要河流斜穿主体，地貌呈河谷平原。

伊通地堑位于吉林、长春两大工业城市之间，区内人烟稠密，气候宜人，物产丰富，工农业发达，交通方便，铁路公路交织成网，是吉林省经济富庶地区，为省内煤炭、粘土、稻米的重要产地之一，也是发展石油工业的理想地区。这里的开发效益必将高于吉林其他地区（参见图1-2-4）。

二、勘探简况

1954年，地质部进行航磁测量时发现该地堑。

1956年，煤炭部门开始地堑的煤炭普查与找矿，该项工作迄今未止，成为积累该区资料最多的单位。他们早于1960～1962年就提交了包括重力、地面磁法和电法的综合性勘探报告，但其钻探工作未及全区，资料亦较零星，岔路河坳陷工作尤差；科研方面主要为小区勘探报告。区域性综合报告早有"孤店地区中生代地层及沉积相研究"，肯定了区内下白垩统的存在。近有"吉林省舒兰—伊通第三纪地层及孢粉组合"一文，划分了第三系地层。区内

1：20万区域地质调查已经完成。所有上述工作均为石油地质普查打下了广泛的区域地质基础。

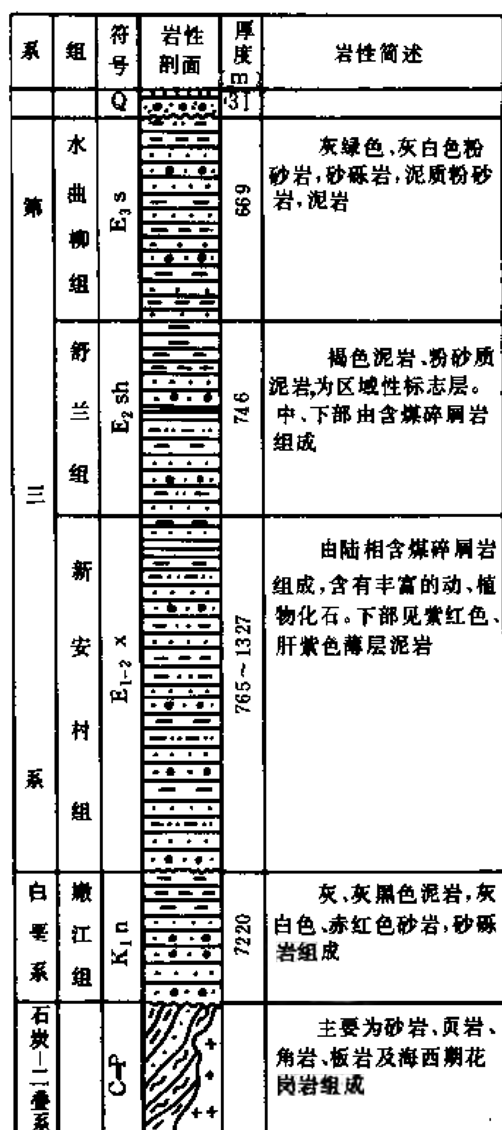


图 3-1-1　伊通地堑地层综合柱状图

1956～1957年间，东北地质局157队对松辽盆地进行1：100万路线石油地质概查时，曾涉足地堑南段的二龙山地区和伊通地区，并提出区内二龙山层属于下白垩统的划分意见以及伊通地区盖层为第三系含煤岩系的结论。

由于盆地面积小，而且含煤，所以自1956年的踏勘之后，25年过去，无人再问津。正式的石油地质普查与勘探工作始于1981年，迄今可以分为普查和勘探两个阶段。这两个阶段的工作均由吉林油田自己承担，开辟了油田独自对盆地进行普查评价的先例。

(一) 普查阶段

1981年，吉林省油田管理局根据石油部的指示，开始对吉林省境内面积大于1000平方公里的中、新生代盆地进行全面石油地质调查，并作为全省油气资源评价的一部分。当年即组织地质小队进行野外考察，经一年的工作，对伊通地堑的含油性作出肯定的评价。并于1982年将其他外围盆地与之进行比较，认为该盆地应列外围盆地勘探之首。

1984年底，吉林油田依据上述普查成果，在岔路河坳陷开始地震普查，该年度完成地震测线80公里，发现 T_A、T_B、T_C、T_D、T_G 等5个地震界面及万昌等局部构造。

1985年3月，东北煤田勘探公司102地质队，在万昌乡东2公里处（即万昌构造东翼）的85-3-3孔，发现氧化油砂，盆地含油性得到证实。

同年9月，普查小队重赴野外，再次考察地堑的石油地质条件，工作的重点是落实地层层序，编制岔路河坳陷的地层柱状图3-1-1，为万参1井设计提供了地层依据。

截至1985年，通过前述调查工作，共完成“佳—伊地堑南段含油远景评价”● 等四篇报告。报告通过对地堑区域地质背景、形成机制、沉积特征及构造发育史的研究后提出，伊通地堑是早第三纪晚期开始发育起来的裂谷型残留盆地，其特点是基底沉降迅速，埋深大；沉积巨厚而且富含有机质；地温梯度大。这样的特点为烃类的形成和转化提供了雄厚的物质基础和理想的地质环境。因而该区具有广阔的油气勘探前景。在此前提下，盆地现有面积小、

●张明坤，1981.

含煤、甚至有机质类型稍差，都不能成为进行油气勘探的障碍。区域地质调查阶段的直接成果是，初步建立了全地堑的地层层序（图3-1-1、表3-1-1），确定其为河—湖环境产物，划分了地堑的构造单元（图3-1-2）。论证了地堑的成因类型，指出了有利的探区和层位，并对油气藏类型作了初步推断，提出除背斜圈闭外对古潜山、断块、岩性等油气藏应予特别注意●。

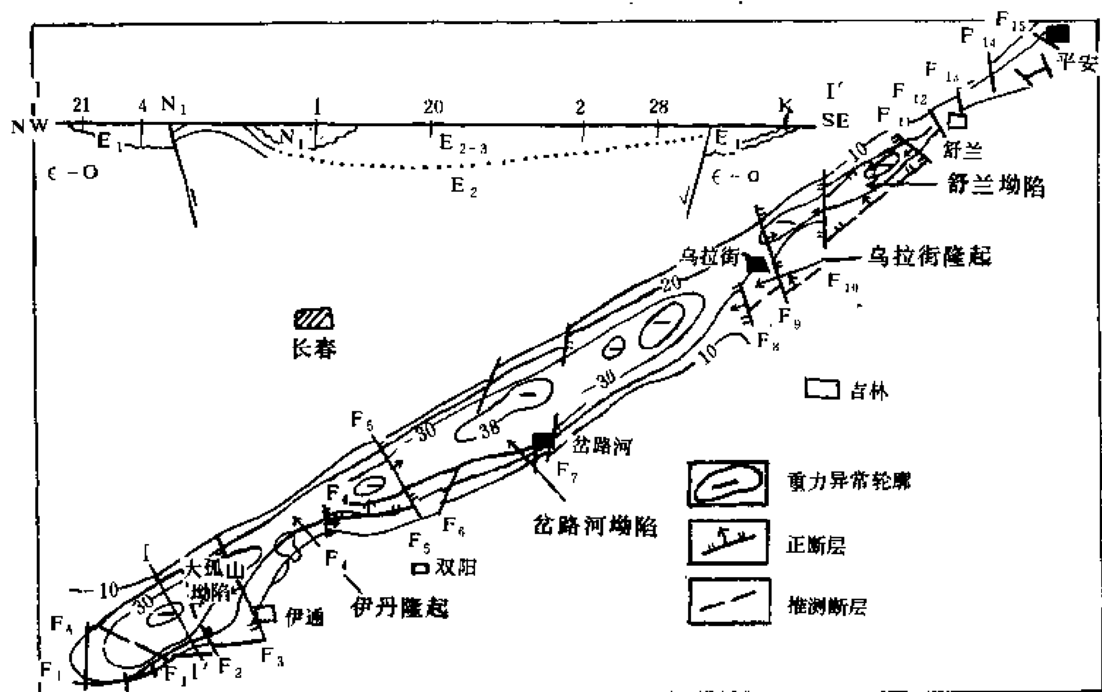


图3-1-2 伊通地堑基底结构平面图

根据上述结论及地震初步成果，1985年10月在岔路河坳陷万昌构造上首钻万参1井，以落实覆盖区地层层序、了解含油情况，同时在该区布置了昌1–昌3等预探井。岔路河坳陷的勘探工作全面展开。

根据区域石油地质调查报告的具体建议，从1986年开始，地震工作逐步向伊丹隆起开拓，并于1988年覆盖全区。

（二）预探阶段

1986年6月16日，万参1井于3910米终孔。该井见第三系，厚达3650米，并于其下部发现少量天然气流，根据其沉积特征，初步建立了岔路河坳陷的地层、地震层序，并建立了两者的对应关系，与此同时，在全区开展了水化学找矿工作。

1987年8月，昌2井获工业凝析油流，该地区的油气工业价值得以证实，但未进行详探。昌2井见工业油流后，勘探区域从岔路河坳陷逐步向南扩展，1987年底，抵达伊丹隆起，于其上首钻昌10井，该井于次年见工业油流。当时根据地堑的构造特点，制定了滚动

●张明坤，1983，“伊通地堑含油条件分析”。

表 3-1-1 伊通地堑及其外围地层简表

界	系	统	组	段	代号	厚度(m)	岩性	分布范围
新生界	第四系				Q	0 ~ 30	浅黄色砂砾岩、白色粘土	全区
	上第三系	中新统			N_1	0 ~ 485	浅黄色、灰绿色粉砂岩、砂岩、砾岩、砂砾岩夹泥岩	北部
	下第三系	渐—始新统	水曲柳组	上段	$E_{2-3}sh^2$	0 ~ 270	灰绿色粉砂质泥岩、灰白色砂岩、砂砾岩	中、北部
				下段	$E_{2-3}sh^1$	90 ~ 750	灰绿色砂砾岩——粉砂、砂泥岩两个旋回	中、北部
		始新统	舒兰组	上段	E_2s^2	38 ~ 439	褐色泥岩	全区
				含煤段	E_2s^1	75 ~ 289	灰绿色粉砂质泥岩、砂岩、泥岩夹煤40 余层	全区
		古新统	新安村组	上段	E_2x^3	100 ~ 690	灰绿色粉砂岩、砂岩、砾岩及褐色泥岩以粗屑为主	
				中段	E_1x^2	180	褐色泥岩、灰绿色粉砂岩、炭质页岩及 20 余层煤	
				下段	E_1x^1	650	灰绿色粉砂岩、泥质粉砂岩、泥岩及钙质细砂岩及粘土层	
中生界	白垩系	下统	叶赫组		K_1yh	20 ~ 1200	灰绿色夹紫红色粉砂岩、泥质粉砂岩夹泥岩页岩及煤线,底部砂砾岩,平安区为黑色页岩	叶赫 ~ 平安
			泉头组		K_1q	1100	棕红色砂砾岩,向上过渡为灰绿色砂岩夹粉砂岩、页岩	地堑内外
	侏罗系	上统	营城子组		J_3y	160	灰白色具流纹构造的流纹岩,下部为砂砾岩夹煤层	净月潭
			沙河子组		J_3S		砾岩粗砂岩及粉砂岩夹煤层	石碑岭
			安民组		J_2a	400 ~ 500	酸性火山岩夹煤层	双阳盆地
古生界	二叠系	上统	杨家沟组		P_2yn	3099	上部:酸性熔岩、安山岩、下部:粉砂岩、页岩	波泥河子
			一拉溪组		P_2y	656	上部:细粒硬砂岩、流纹质晶屑、岩屑凝灰岩,下部:砂砾岩、粉砂岩	波泥河子
		下统	范家屯组		P_1f	831	黄绿色砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩夹薄层灰岩	北段西侧
			大河深组		P_1d	1530	黄灰、灰褐、灰白色片理化晶屑岩屑凝灰岩夹熔岩	双阳盆地
			寿山沟组		P_1s	306	粉砂岩夹灰岩透镜体	双阳盆地
	石炭系	上统	石嘴子组		C_2s	513 ~ 784	厚层灰岩	双阳县南
		下统	鹿圈屯组		C_1l	>2524	厚层灰岩、粉砂岩、页岩	地堑外围
	志留系	下统	桃山组		S_1t	1021 ~ 1116	上部:板岩、流纹质凝灰岩、酸性熔岩,下部:片理化凝灰岩、熔岩	双阳以南
	奥陶系	上统	石缝组		O_3s	1024	变质碎屑 ~ 碳酸盐岩	双阳以南

开发的勘探方针。

截止1988年3月，该区共完成数字地震测线2767.5公里，测网密度在岔路河坳陷内为2×2公里，局部达1×1、1×2公里，在伊丹隆起为2×4～4×4公里；完成钻井9口，进尺26739.5米，正钻井8口，已进尺16663.0米，试油井9口、31层，正试井3口、3层。

截止1987年底，预探工作主要在岔路河坳陷进行，提交的主要研究报告有"松辽盆地梨树断陷分析及佳伊地堑—岔路河凹陷构造、沉积初步探讨"(1985)、"依兰—伊通南段岔路河坳陷油气资源早期评价"(1986)、"岔路河坳陷有机地球化学特征及资源量计算"(1986)，和"伊通地堑岔路河坳陷油气资源早期评价"(1987)等4份报告。报告从构造，地层、沉积、生油等几个方面对岔路河的石油地质条件作出了较深入的综合研究和评价。

预探阶段的主要成果是，在探区内普遍发现油气显示；在岔路河坳陷和伊丹隆起获高产工业油气流，从而确定了伊通地堑为吉林省又一个含油气区。科学研究方面，通过万参1井及其他探井，完善了岔路河坳陷的地层层序（参见表3-1-6）；研究了盆地的沉积特征及构造发育史；分析了油气水特征及油气藏形成条件，初步了解了地堑内油气分布规律。

1988年，勘探工作正式进入伊丹隆起。同年3月，昌10井获高产工业油流，遂于该井所在的五星构造带展开详探，年底获探明储量，长春油田诞生、试产。

五星构造以外地区的地震普查与钻井工作仍在交错进行，全地堑形成了滚动勘探与开发的新局面。

第二节 区域地质

一、大地构造位置及盆地性质

伊通地堑是早第三纪伊通盆地的残留部分。现在所见的地堑其活动始于早第三纪末，由于边缘断裂的切割和基底下陷，结果古伊通盆地的沉积中心得以保存。并将上第三系限制在其内。

按槽台说的观点，伊通地堑斜跨吉林加里东和吉林华力西两个褶皱系。属于中新生代环太平洋构造域的一部分。按板块构造学说的解释，它是岩浆弧上裂谷。

地堑走向NE45°～50°，它纵剖中生代末期开始拱起的张广才岭岩浆弧，并斜切古生代的上述两个褶皱系。地堑基底结构大体以长春—伊丹一线为界，以南为加里东褶皱系、以北为华力西褶皱系，两者的岩性分别为下古生界浅—深变质的海相碎屑岩、碳酸盐岩以及酸性火山岩建造和上古生界浅变质的海陆交互相的碳酸盐岩以及碎屑岩夹火山岩建造。它们经张广才岭岩浆活动的改造，致使地堑的周边和基底岩性以中生代花岗岩为主，古生代地层则相对零星。

上述两个褶皱系既有其协调的近东西向的构造格局，又有其回返时间和基底刚度的差异，受它们各自的影响，伊通地堑从南到北其沉积特点和构造发育亦不尽一致。这两个褶皱系的界线在地堑内已经证实是一条横切地堑的、走向近东西的基底断裂。它的西延则是省内著名的西拉木仑断裂。地堑内，断裂南侧的伊丹古隆起在地堑外则与松辽分水岭连通。总之，东西向古构造格局对地堑的影响多处可见。

伊通地堑平面上呈条状，由两条相对倾斜的正断层所夹持。断层倾角东缓西陡，西侧近于直立，且局部地段反倾。两者组合形态具典型的张性应变特征，这是张广才岭长期隆张的结果。因此，地堑主应力场属拉张型。在地堑形成期后，区域上曾有挤压活动，导致下第三

系的褶皱、剥蚀以及地堑西北缘的局部逆掩。

地堑基底呈东浅西深的倾斜状，其最深处在新安堡，深达 6000 米，而其对“岸”的岔路河地区则不足 2000 米。在西倾的基础上，因受东西向古生代褶皱构造的影响，形成由南到北的三隆三坳正负相间的基底结构，即叶赫隆起、伊通坳陷、伊丹隆起、岔路河坳陷、乌拉街隆起、舒兰坳陷的相间排布。

伊通地堑具有独特的地貌景观，即在两侧丘陵夹持的河谷平原内，有多座近代火山拔地而起，构成著名的伊通火山群和缸窑火山群。火山的排列具明显的方向性，从而显示了边缘断裂对火山活动的控制作用。经考察，岩浆来源于上地幔，据此推断边缘断裂为岩石圈断裂。又据同位素年龄的鉴定，其 K—Ar 法值为 7.73～23.6 百万年。故其喷发时间当在第三纪晚期，即与地堑发育的时间基本一致。

伊通地堑的地球物理特征表现为明显的条状重磁负异常。并且顺地堑轴部有明显的条状莫霍面隆起。另外，近代天然地震研究，该区为复发性浅源地震区。地堑盖层厚度及其岩性记录表明，其基底曾有迅速沉降活动的记录。综合以上特征可以认为，伊通地堑是在张广才岩浆弧上发育起来的早第三纪内陆湖盆的残留部分，其分类位置，划分为裂谷型盆地或岩浆弧上裂谷盆地均无不可。

二、区域地层

地堑盖层沉积具明显的双重结构，下层为较连续的白垩系；上层为第三系，两者之间为不整合关系。侏罗系情况尚不清楚。白垩系仅见泉头—嫩江组，第三系亦以下统为主，两者均为河流—湖泊相沉积，但前者以河流相为主，后者则湖相发育，其巨厚的砂—泥岩韵律层构成本区的主要生储盖组合，参见表 3—1—1。

(一) 白垩系

仅见下统，广泛分布在地堑内外，厚 2129 米。

1. 白垩系下统泉头组（K_1q）

南起叶赫、北到平安镇，广泛分布，地面地下均有所见，而且地堑两侧的岩性基本对应。该组下部以棕红色砂砾岩为主，向上过渡为灰白色长石石英砂岩，灰色细—粉砂岩、页岩。属河流相沉积，底部偶见陡岸堆积，厚 1100 余米。该层向东漫过双阳盆地，向西没入松辽盆地。经古生物化石鉴定对比，认为该组层位可与登娄库组—嫩江组相当。

2. 白垩系下统叶赫组（K_1yh）

大体上与地堑展布一致，岩性南北不同。层位大体相当于松辽盆地内的青山口—嫩江组。南段叶赫站—吴家屯一带为河流—浅湖相沉积，主要为灰白色砂砾岩，灰绿色粉砂岩、泥岩、夹含砾砂岩及黑色页岩，底部与泉头组为断层接触，厚度 1029 米。

叶赫—吴家屯剖面　989.4m

混合花岗岩（Mrs）

断层接触

20. 角岩化粉砂岩、页岩。	40.2m
19. 灰白色长石砂岩。	13.7m
18. 灰绿色、灰紫色泥质粉砂岩。	45.1m
17. 灰白色长石砂岩。	6.89m
16. 灰绿色夹灰紫色粉砂岩。	32.7m
15. 灰白色长石砂岩。	72.4m

14. 灰绿色泥质粉砂岩。 17.2m

13. 灰白色长石砂岩。 32.9m

12. 黄绿色粉砂质泥岩夹粉砂岩。 70.7m

11. 灰白色长石砂岩。 12.0m

10. 灰绿色页岩夹粉砂岩。 109.7m

产化石: *Gyraulus charpentier* sp.1 小旋螺（未定种 1）、*Physa draparnaud* sp. 膀胱螺（未定种）、*Hemicydosa dongfangi* sp.nov 东方半包旋螺（新种）、*Sphaerildae* 球蚬科。

9. 灰白色长石砂岩。 102.4m

8. 灰绿色粉砂岩与粉砂质泥灰岩互层。 84.4m

7. 灰白色细砂岩夹粉砂岩。 127.2m

6. 紫色与灰绿色粉砂岩。 25.2m

5. 灰白色长石砂岩。 45.7m

4. 灰绿色粉砂质页岩夹粉砂岩。 21.1m

产化石: *Pleurolimnaea conrad* sp.1 肋椎实螺（未定种 1）、*Ple.conrad* sp.2 肋椎实螺（未定种 2）、*Pleconrad* sp.3 肋椎实螺（未定种 3）、*Physa draparnaud* sp.1 膀胱螺（未定种 1）、*Phy.draparnaud* sp.2 膀胱螺（未定种 2）、*Phy.draparnaud* sp.3 膀胱螺（未定种 3）、*Hemicydosa* sp.半包旋螺（未定种）、*Planorbis* cf.*uetenus* 原始扁卷螺（相似种）*Galba* sp. 土蜗螺（未定种）、*Cypridea porrecta* 长女星介、*Cy.enodata* 清楚女星介、*Cy.*（*Ulwellia*）sp. 乌鲁威里女星介（未定种），*Euaclistochara* 似整洁开口轮藻。

3. 灰白色长石砂岩。 51.3m

2. 暗紫色灰质砂岩。 56.6m

1. 灰白色砾岩。 16.6m

断层接触

下伏泉头组：暗紫色灰质砂岩

下白垩统在地堑中段主要见于南侧的孤店子等地诸钻孔中。吉林省煤田地质研究所在"孤店子地区基准剖面白垩纪及第三纪沉积初步研究"（1962）中对此有较详记述。该区 6、8、58、43 号等孔中均有发现。据 6 号钻孔资料，这套地层包括自下而上的 10 个小韵律，概括为两个旋回，厚度 152.5 米（表 3−1−2），层位大体相当姚家—嫩江组。

各韵律的岩石特征如下:

下部泥岩: 局部呈红色、致密、块状，层理不显著，属酸性介质中氧化环境的湖相沉积。

上部泥岩: 灰色、灰绿色、深灰色具不清晰的水平层理，含较多的介形虫、及叶肢介化石，并有少量炭化植物化石，属弱还原条件下的湖相沉积。它们多形成于砂岩或粉砂岩之上，界线清楚或呈冲刷关系。

粉、细砂岩含量较少，呈灰色或浅灰色，偶具不明显的斜层理。

砂、砾岩呈灰绿色，少许呈红色，分选性差，呈角状或半角状，成分以各类变质岩或火山岩屑为主，多出现在下部旋回中。

在上部旋回中产: *Ilyocyprimorpha netchaevae* 聂氏土形介、*I.* aff.*netchaevae* 聂氏土形介（亲近种）、*Limnocypridea harbinensis* 哈尔滨湖女星介、*Cypridea* cf. *spongvosa* 蜂窝女星介（相似种）、*Candona* aff. *declivis* 倾斜玻璃介（亲近种）、*Cypridea* aff. *arca* 弓状女星介（亲近种）、*Mongolianella* sp.蒙古介未定种。

报告根据上述化石，认为上旋回与松辽盆地的嫩江组可比，下旋回未见化石，但据其接

触关系及岩石性质，可划分为姚家组。

地堑北段平安镇附近的钻孔中仅见上段，厚 27 米，未穿。岩石为深灰、灰黑色泥岩，属深湖相沉积，化石丰富，局部成层，主要有：*Cypridea tsanlinensis* 长岭女星介、*C.grata* 可爱女星介、*Limnocypridea subscalariformis*、近梯形湖女星介、*Candona prona* 斜玻璃介、*Dimorphostracus* 两形壳叶肢介、*Origoilyocypris prodigiosa* 稀罕始星介、*Ilaplostracus* 简单壳饰叶肢介、*Cypridea bicornigera* 双角女星介。

表 3–1–2　孤店地区沉积韵律表

旋回	韵律	岩　　性	厚度 (m)
II	(10)	泥岩—粉砂岩—泥岩	52
	(9)	砂岩—粉砂岩—泥岩	27
	(8)	砂岩—泥岩	6
	(7)	砂岩—粉砂岩—泥岩	17
I	(6)	砾岩—泥岩	4.5
	(5)	砂岩—泥岩	7.0
	(4)	砂岩—泥岩	8.0
	(3)	砂岩—泥岩	12.0
	(2)	砾岩—泥岩	4.0
	(1)	砾岩—泥岩	15.0

据 1985 年以后的勘探成果，在岔路河坳陷及伊丹隆起均未发现上述地层。因此，区内（伊通地堑主体部分）白垩系的分布范围可能较为局限，或缺失。

（二）下第三系（E）

下第三系主要分布在小孤山—吉林黑龙江省界，即地堑的主体部位，构成第二盖层，但不完全局限于边缘断层之内。一般厚 3260 米。

在地堑外，南段西侧大黑山及北段东侧均有不同程度的残留。在北段水曲柳粘土矿，见下第三系底部粘土矿层直抵东缘断层；在岔路河坳陷东缘断层内侧，见该层粘土球砾混杂于第四系之中；在伊通小尖山煤窑该系煤层及其顶底板，均与边缘断层相抵。它们均可说明第三纪初期，湖盆发育十分广泛。

根据区域普查结果，本区下第三系自下而上分为新安村组（E_1x）、舒兰组（E_2x）、水曲柳组（$E_{2-3}sh$），为一套含煤、油页岩、粘土岩的河流—湖泊相碎屑沉积。与下伏层为不整合或断层接触。

1. 新安村组（E_1x）

即下部绿色层，分布全区。厚 1520 米。自下而上分下部含粘土层、含煤层和砂泥岩层三段。

（1）下部含粘土层　本层在大孤山、小孤山及六道河子以西最发育。主要由灰绿色粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、泥岩、钙质细砂岩薄层、泥灰岩、粘土质粉砂岩以及粘土层

组成。局部地段粉砂岩中夹有砂砾岩透镜体，粘土层多出现在下部，以六道河子最发育，含灰绿色、杂色粘土5层，是著名的粘土矿产层。泥岩多呈块状或具不清晰的水平层理，厚650米，在伊通地区主要为黑色泥岩，厚443米。

(2) 含煤层　主要由灰褐色泥岩、灰绿色粉砂岩、砂质页岩及煤层组成。局部地区缺失下粘土层，直接与基底岩性接触，呈超覆式沉积，厚度180米左右。伊通地区主要为灰白色粉细砂岩、含植物化石，基本未见煤层。厚度508米。

(3) 砂岩泥岩层　主要由灰绿色粉砂岩、砂砾岩及褐色泥岩、灰竭色粘土岩组成，一般厚度100米。在南段以灰色、灰绿色粉砂质泥岩为主，含植物碎片，厚度690余米。

2. 舒兰组 (E_2s)

厚度为103～720米。为本区的主要含煤层，自下而上为主要含煤段和褐色泥岩段。

(1) 主要含煤段　厚度75～289米。主要由灰绿色、灰色粉砂岩、灰白色砂岩夹部分薄层砂质泥岩、煤层及碳质页岩组成。粉砂岩及砂质泥岩含大量炭化植物及琥珀，煤层间常见油页岩薄层。本段含煤40余层，可采或局部可采者达10余层，构成主要产煤层系。该层沿走向或倾向无论岩性或煤层厚度、结构均有较大的变化。

(2) 褐色泥岩段　分布广，地层相对稳定，构成该区的主要标志层。主要由厚层块状，褐色、灰褐色、灰黑色粉砂质泥岩、泥岩组成。泥岩具水平层理，含菱铁矿及少许黄铁矿粉末，个别地段泥岩中夹薄层含砾砂岩，厚38～439米。

3. 水曲柳组 ($E_{2-3}sh$)

厚度为90～1020米。即上部绿色层，主要分布于边缘断层内侧。自下而上分泥质砂砾岩层及粘土层两段。

(1) 泥质砂砾岩层　主要由粉砂质泥岩、泥质砂岩、泥质粉砂岩及砂砾岩组成。即构成下第三系上部粗韵律层，厚度90～750米。

(2) 粘土层　主要由灰绿色、深灰色、灰白色粉砂质泥岩、粉砂岩、砂岩薄层、含砾砂岩及含炭泥岩组成。局部地区则为赤绿色、深绿色泥岩含粘土岩互层。粉砂岩中具斜层理，含植物炭化碎片，块状泥岩中含动、植物化石，并有灰褐、灰绿色粘土岩互层，厚度为0～270米。

(三) 上第三系 (N)

在地堑中段及北段作条状分布。主要岩性为浅黄色、灰白色砂岩、灰绿色粉砂岩及砂砾岩，属河流相沉积。厚度为0～435米。

上述第三系地层的时代尚未定论。1981年，由吉林省煤田地质研究所以孢粉组合予以厘定，考虑沉积特征及沉积韵律并参照西伯利亚、日本及抚顺的第三系初步确定该区各组地质时代为：新安村组——古新世；舒兰组——始新世；水曲柳组——中—渐新世。

三、岩浆活动

区内岩浆活动频繁，岩石种类众多，特别是华力西期花岗岩遍及地堑内外，构成地堑基岩的一部分。但它们与后来的石油天然气关系疏远，仅以表3-1-3示其概况。表内喜山期玄武岩形成于第四纪初期，实际上是地堑活动的附庸，在南起小孤山，北抵舒兰镇范围内，呈大小不等的孤立的山头出露地表。它们多分布在地堑中心线以西的断裂发育处。在伊通和缸窑两处集结成群，其他各处疏落分布。据煤田掘进证实，该玄武岩为裂隙式喷溢的产物，对周围的煤层和岩层均无影响，估计对油气的影响亦不会严重。但它的产出却证实着基底断裂的存在；预示有形成地热资源和次火山、刺穿构造存在的可能。

表 3-1-3　伊通地堑岩浆活动表

构造一岩浆旋回		类型	代号	岩石类型
喜山期		喷发	βQ	太孤山橄榄玄武岩
			βN	富峰山橄榄玄武岩
燕山期		侵入	$v_{\pi 5}^{2}$	花岗斑岩
			ε_{5}^{2}	正长斑岩
			ϕ_{5}^{2}	钠长斑岩
			γ_{5}^{2}	花岗岩
			$\gamma_{\pi 5}^{2}$	钾长花岗岩
			δ_{5}^{2}	闪长岩
华力西期	晚期	侵入	γ_{4}^{3}	花岗岩
			δ_{4}^{3}	闪长岩
			v_{4}^{3}	橄榄辉长岩
			γ_{4}^{1}	花岗岩
			$\gamma_{\pi 4}^{1}$	花岗斑岩
	早期		δ_{4}^{1}	闪长岩

四、构造

（一）地堑的基本构造格局

伊通地堑呈“槽状”作北东向延伸；槽底由前中生界变质岩及花岗岩组成，整体略向北西倾斜；最大埋深 6000 米，最小埋深 1500 米左右。基底被横向断裂切割成高低错落的 5 段(不包括二龙山以南)，即：伊通陷落段，最大埋深近 5000 米；伊丹抬升段，最小埋深 2400 米；岔路河陷落段，最大埋深近 6000 米；乌拉街抬升段和舒兰陷落段。它们奠定了全区的构造格局。

基底断裂分两组，一组走向北东，分置地堑两侧，并控制其发育，即边缘断层。另一组取北北西或北北东向，横切地堑。这些断裂皆为正断层，且具有长期发育多次活动的特点。横向断层规模较大者 4 条，将基底切成前述起落相间的块体，这组断层基本上多具平移特征，平距达 4000 米。它们对于次级构造的发育具有控制作用。

盖层的基本构造形态为一复向斜，由于受基底起伏的控制表现出相对独立的三个坳陷两个隆起。向斜长轴顺地堑发育，北翼倾角较陡，南翼稍缓。其翼部存在次级褶皱使之复杂化。

（二）构造单元的划分

地堑下依次为Ⅰ级和Ⅱ级单元，划分如下：

I_1：伊通坳陷

I_2：岔路河坳陷

II_1：宫地烧锅凹陷

II_2：桦皮厂凹陷

II_3：新安村凹陷

II_4：杨铁沟凹陷

II_5：梁家屯凹陷

II_6：梁家屯东南凸起

II_7：新安村西南凸起

I_3：舒兰坳陷

II_8：口钦凹陷

II_9：二道河子凹陷

II_{10}：舒兰—水曲柳凹陷（次级地堑或呈断陷）

I_4：伊丹隆起

I_5：乌拉街隆起

（三）主要坳陷简况

1. 伊通坳陷

西起小孤山，东到两姓屯，南北各抵边缘断裂，椭圆形，走向北东。面积大约 216 平方公里，重力圈闭线−30 毫伽，最小值为−38 毫伽。按岔路河地区地震资料推断，基底埋深可能达 7000 米，参见图 3−1−2。

这是个形态单一的坳陷，未见次级褶曲，坳陷内永吉组上段褐色泥岩厚 39～91 米。双阳组下段两层泥岩分别为 690 米和 443 米，颜色灰绿—深灰、黑色，属湖相沉积。

2. 岔路河坳陷

走向北东的长轴坳陷，面积 780 平方公里，重力圈闭线为−30 毫伽，最小值为−39 毫伽。据地震初步推断，最大深度 7000 米（参见图 3−1−2）。它包括 5 个次级基底凹陷和两个凸起，其中以东部的新安村凹陷和西部的宫地烧锅凹陷为最大。面积分别为 22 平方公里和 50 平方公里。另据 1985 年初所获地震剖面分析，在万昌附近可能存在继承性背斜隆起。自万昌向东，沿坳陷南翼，可能存在北东向排列的构造群。

（四）断裂性质的讨论

对边缘断裂的性质有两种意见：吉林省地质矿产局认为两条边缘断裂相背倾斜、相对逆冲，他们的依据是煤炭部系统在莫里青❶的两口探井中发现寒武系逆冲到第三系之上（长春市幅 1∶20 万区域地质调查报告）。再结合区域情况，将两侧断层都解释为逆冲，而且是对冲。另一种意见是两侧断层相对倾斜，上盘降落，这种论点是由在该区工作最多的煤炭系统工作者所持。他们因在南侧各段的钻孔剖面已证实南缘断层为北倾正断层，再结合重、磁资料，从而推测北侧断层为南倾正断层。

但这毕竟是一个值得注意的信息，因为首先横切地堑的近南北向断层有较大平移，说明该区曾有挤压应力场的存在。其次，位于伊通—依兰断裂带以东、与之平行，并且有成因联系的敦—密断裂带的北支断裂向南逆冲已被钻孔所证实，据调查，甚至有的地段是对冲，冲距亦较大。所以，伊通地堑边缘断层在某些断落的逆冲不无可能。

但问题的本质不在这里，讨论的中心应该将控制地堑发育的断层和显示地堑现状的边缘

❶即指地堑北缘。——编者

断层分开。前者是讨论地堑成因性质的基础，后者是印证地堑发育的晚期曾有相对挤压的应力场存在的依据。笔者认为，北部边缘断裂有两组，一组较早，它控制地堑的发生、发展，为南倾正断层。另一组活动较晚并切断前者，成为地堑的现代边界。关键的问题是，后一组断裂的推覆量的大小，它规定着推覆体以下找矿前景的大小。

五、构造发育史

结合该地堑在辽宁和黑龙江省地段的资料，可以认为地堑形成前，白垩纪早期出现北东向断裂，局部接受早白垩世沉积，此间个别地段可能与松辽盆地沟通。晚白垩世，该区开始隆起，古松辽湖盆水域向西北退缩，该区遭到剥蚀。至第三纪早期，该区再次下沉，形成广阔的古伊通盆地，并于现在的边缘断裂的范围内外，接受河流—深湖相沉积。据考，该区早第三纪末期，大规模的断陷活动开始，岩浆活动强化，地堑与西北的大黑山条垒同时形成。晚第三纪时，地堑进一步陷落，边缘断层控制了上第三系的分布。喜山运动沿袭燕山运动，但应力应由拉张转为挤压，形成第三系地层轻微的褶皱和北缘断裂局部地段的逆冲以及横向断裂的水平推移。

全部地史进程有三个特点。首先，多期性、继承性的断裂在地堑的发育中起了主导作用；其次，地堑的主体部位在伊通—岔路河段，早第三纪始终处于沉积中心部位；第三，地堑是早第三纪伊通古湖盆的残留部分，其原始湖面可能为现有面积的3～4倍。这就是说，从古地理角度，伊通地堑不能算是小型盆地。

第三节　石油地质

一、生油岩系

通过对地层的研究，认为白垩系叶赫组和第三系新安村组、舒兰组共4个泥岩段可做为主要生油层。

（一）舒兰组泥岩

分布较广，厚38～439米。暗色泥岩为主，化石较多，含黄铁矿粉末。该组下段及其以下的煤系中夹油页岩，后者在北段最大厚度达4.5米，含油率为5.2%，但其有机质类型多为腐殖型，故可做为油气兼生层予以考虑。

（二）新安村组泥岩

该组在小孤山厚度最大，分上下两层，上层灰绿色泥岩，最大厚度达690米；下层为灰黑色泥岩，最大厚度443米。泥岩内夹粉砂岩，局部夹凝灰岩薄层，含动植物化石及少许黄铁矿，属还原条件下的深湖相沉积。二者均有一定生油能力。

（三）白垩系下统叶赫组

叶赫组层位相当登娄库—嫩江组。在地堑主体部位，岔路河以北地区所见为沼泽—深湖相，尤其上段则以深湖相为主，其沉积物以深灰、灰黑色为主，含有较丰富的动、植物化石。下段不含化石，水体较浅，颜色浅淡，可能为河流—沼泽相。上段泥岩厚度大于70米，与松辽盆地相比，应视为有希望的生油层。

二、生油岩的地球化学指标

1981年，在该区共取生油样34个，其中下第三系28个、白垩系6个，分析结果如表3-1-4。限于野外的工作条件，样品多集中在地堑的边浅部位和煤系中。因此，现有分析成果的代表性受到局限。吉林油田曾根据当地的地质条件将上述各项作了经验分类，以判断生

油岩的优劣。该区第三系有机碳含量一般为Ⅱ、Ⅲ类，但其类型多属于过渡型和腐殖型，成熟度亦不高。这与区内煤的牌号——褐煤—长焰煤也是相一致的。这就是说该区泥岩具有生油能力，同时也有生气能力。

至于叶赫组，此次取样均在河流—沼泽相中，其化验指标低，也是理所当然的事。但在岔路河以北岩性变好。泥地比达69.7%，且其层位和嫩江组一致，故其生油能力亦应受到重视。

根据经验，在盆地的中心及深部有机碳的质量往往优于边浅部位。另外，目前的生油岩评价中，过分强调以有机质类型指标作为评价标准，这个成果已为不少盆地的勘探实践所突破。在原来认为不能生油的Ⅲ类干酪根发育区找到油气的实例与日俱增，这不能不引起地质工作者的注意。因此，可以认为，在地球化学指标中，最本质的指标应是有机碳的丰度，其他因素只能作为参考。这一点在伊通盆地表现尤为突出。伊通地堑的勘探实践还说明，盆地面积大小不能作为评价的主要依据，盆地性质才是评价的关键。因此，分析盆地性质，追索盆地发育史，研究盆地沉积特征，是石油地质普查的重要任务之一。

三、储集层及盖层

（一）储集层

区内粉砂岩—砂砾岩广泛存在，一般分选尚好，胶结程度亦不高，岩芯取出后常被风化为松散的砂状，竟无法取样进行物性分析。故其储油性能是良好的。

（二）盖层

全区分布较广的泥岩共4大层。它们除具有一定的生油潜力外，同时又是较为理想的盖层。

四、圈闭类型

对于全区表层构造情况所知甚少，只能依据盆地性质、地层关系、构造活动特征及岩性条件作模式性的推测，按其最佳机率依次为构造圈闭、地层圈闭、古潜山圈闭、岩性圈闭及岩浆刺穿构造圈闭。

（一）构造圈闭

地堑发育的后期，曾有垂直于轴线的挤压力的作用，可能造成一定数量的盖层背斜。它们大体顺地堑长轴展布，在缸窑及其以北的钻探实践中已证实它们的存在，另于$\frac{AB}{2}=500$米的等视电阻率图上亦有所显示。这类圈闭易于发现，故列首位。

褶皱与断层的组合可能形成断鼻、断块、也是圈闭油气的理想场所。特别是横切地堑断层上盘的滚动背斜尤应注意。

（二）地层圈闭

下第三系与白垩系之间存在角度不整合，不整合面上有新安村组的厚层泥岩，它们可提供较好的遮挡条件；古生界基岩风化壳与中生界的不整合亦有利于形成地层圈闭。

（三）古潜山圈闭

这里指的是狭义的古潜山圈闭，即古山头上的风化壳覆以盖层形成的圈闭。拉张性盆地基底残留古潜山的可能性极大，辽河油田已有此例。在地堑中浅部位及伊通—岔路河间的伊丹隆起，尤应注意。

（四）岩性圈闭

岩性变化频繁，砂泥岩间互，造成岩性圈闭是可能的。但这类圈闭的发现困难。需采取

表 3-1-4　伊通地堑生油化验数据表

采样号	统一编号	层位	岩性	氯仿沥青"A"(%)	C (%)	烷烃(%)	芳香烃(%)	非烃(%)	沥青质(%)	总烃(%)	烷+芳(%)	"A"/C (%)	总烃/C (%)	饱和烃/芳香烃	剖面位置	采样井段(m)
K_1yn-S-9	81-60	K_1yh	黄绿色泥岩	0.003	0.2861							1.05			二龙山	
K_1yn-S-14	81-61	K_1yh	紫色泥岩	0.006	0.2567	47.97	0	31.71	20.33	0.003	47.97	2.34	1.17		二龙山	
K_1yn-S-15	81-62	K_1yh	灰绿色泥岩	0.007	0.2812							2.44			二龙山	
K_1yn-S-17	81-63	K_1yh	粉砂质泥岩	0.005	0.5599							0.89			二龙山	
K_1yn-S-18	81-64	K_1yh	灰黑色泥岩	0.007	0.7503	40.66	9.34	33.52	16.48	0.004	50.00	0.39	0.53	4.35	二龙山	
K_1yn-S-3	81-65	K_1yh	粉砂质泥岩	0.007	1.0736	42.71	8.33	33.33	15.63	0.004	51.04	0.65	0.37	5.13	泉眼沟	
吴-S-4	81-66	K_1yh	粉砂质泥岩	0.007	0.3835							1.83			吴家屯	
吴-S-5	81-67	K_1yh	粉砂质泥岩	0.004	0.6773	10.43	1.74	70.43	17.39	0.0005	12.74	0.59	0.07	5.99	吴家屯	
伊煤-S-1	81-68	E_2s	白灰色泥岩	0.013	0.5145							2.53			伊通县小井	
伊煤-S-2	81-69	E_2s	粉砂质泥岩	0.013	0.4466							2.91			伊通县小井	
伊煤-S-3	81-70	E_2s	粉砂质泥岩	0.015	0.8388							1.79			伊通县小井	
79-11	81-71	E_2s	炭质泥岩	0.020		11.21	3.25	40.14	45.39	0.003	14.46			3.45	四间房	
79-1[1]	81-72	E_2s	黑色泥页岩	0.166	0.7982	14.26	2.97	46.95	35.81	0.029	17.22	20.8	3.63	4.80	四间房	
79-1	81-73	E_2s	含砂泥岩	0.023	1.1128	22.88	4.88	40.74	31.81	0.006	27.46	2.05	0.53	5.00	四间房	约 80
丰广 80-24	81-74	E_1x	砂质泥岩	0.004	0.2326	39.34	12.30	33.61	14.75	0.002	51.64	1.72	0.86	3.20	丰广	约 879
丰广 80-22	81-75	E_1x	砂质泥岩	0.003	0.4315							0.70			丰广	约 392
丰广 80-22[34]	81-76	E_1x	灰色泥岩	0.018	1.6444	29.32	6.96	60.53	3.59	0.007	36.28	1.10	0.43	4.21	丰广	
丰广 80-22	81-77	E_1x	灰色泥岩	0.020	2.0363	23.96	5.99	66.22	3.83	0.006	29.95	0.98	0.30	4.10	丰广	

续表

采样号	统一编号	层位	岩性	氯仿沥青"A"(%)	C (%)	烷烃 (%)	芳香烃 (%)	非烃 (%)	沥青质 (%)	总烃 (%)	烷+芳 (%)	"A"/C (%)	总烃/C (%)	饱和烃/芳香烃	剖面位置	采样井段 (m)
丰广 80-22(91)	81-78	E_1x	深灰色泥岩	0.053	1.7404	28.16	7.76	59.02	5.06	0.023	35.92	3.62	1.32	3.83	丰广	
丰广 80-22(85)	81-79	E_1x	含碳泥岩	0.274											丰广	
乌 80-86	81-80	E_1x	灰绿色泥岩	0.010	0.4032	42.58	11.72	37.50	8.20	0.005	54.30	2.48	1.24	3.63	乌拉街	785.68
乌 80-86	81-81	E_1x	褐色泥岩	0.029	2.0424	18.96	9.41	60.94	10.69	0.008	28.37	1.42	0.39	2.01	乌拉街	779.00
乌 80-57-1	81-82	E_1x	泥岩	0.003	1.2069	42.52	17.32	33.86	6.30	0.002	59.84	0.25	0.17	2.45	缸窑	130.7
乌 80-53	81-83	E_1x	泥岩	0.003	0.4938	47.58	14.52	28.23	9.68	0.002	62.10	0.61	0.41	2.72	缸窑	84.5
乌 80-82-1	81-84	E_1x	泥岩	0.007	0.3858	30.06	9.82	50.31	9.82	0.003	39.88	1.81	0.78	3.06	乌拉街	483.2～468.7
乌 80-82-2	81-85	E_1x	泥岩	0.013	0.8790	40.59	10.29	41.76	7.35	0.007	50.88	1.93	0.80	3.94	乌拉街	415.65～417.9
乌 80-82-3	81-86	E_1x	含炭泥岩	0.160		30.70	13.77	43.35	12.18	0.071	44.47			2.23	乌拉街	394.2～399.9
乌 80-82-4	81-87	E_1x	含炭泥岩	0.093	5.1765	42.03	13.79	40.03	4.15	0.052	55.82	1.80	1.00	0.05	乌拉街	328.2～329.9
乌 80-82-5	81-88	E_1x	灰绿色泥岩	0.043	0.8411	44.96	9.22	43.97	1.84	0.023	54.18	5.11	5.11	4.88	乌拉街	245.25～251.0
万岩-1		E_2s	灰绿色泥岩	0.0506	0.24										万昌 85-3-3 井	847
万岩-2		E_2s	深灰色泥岩	0.0381	0.12	54.00	7.42	35.01	3.56	0.0234					万昌 85-3-3 井	920
桦岩-1		E_2s	灰色泥岩	0.0809	0.53	59.25	8.78	29.34	2.62	0.055					桦皮厂 85-1-4 井	994
桦岩-2		E_2s	灰色泥岩	0.0363	0.45	39.87	11.25	32.48	16.40	0.0186					桦皮厂 85-1-4 井	980
桦岩-4		E_2s	灰色含碳泥岩	0.1262	2.01	55.26	10.34	26.90	6.90	0.0835					桦皮厂 85-1-4 井	967
桦岩-5		E_2s	灰色泥岩	0.0644	0.73	46.56	8.35	39.25	5.84	0.0345					桦皮厂	934
桦岩-6		E_2s	灰色泥岩	0.8370	0.71	29.67	13.74	39.56	17.03	0.0161					桦皮厂	

特殊的手段方能奏效，如地震地层学。

（五）岩浆刺穿构造

火山、次火山活动导致地层上拱，这种现象在拉张性盆地极为常见，在伊通火山群、缸窑火山群附近尤应注意。

第四节　岔路河坳陷石油地质

岔路河坳陷位于伊通地堑中段，南邻伊丹隆起，北接乌拉街隆起，四邻均以正断层为界，坳陷位于诸断层的下降盘，基底最大埋深近6000米，东浅西深。坳陷面积约800平方公里，最大宽度20公里，总体呈菱形，作北东向展布。在伊通地堑的5个Ⅰ级构造单元中，岔路河的面积、深度、中新生代地层发育程度及厚度皆名列榜首。因此，从普查阶段开始，就被列为首要勘探目标。

表3-1-5　岔路河坳陷地层划分对比表

<table>
<tr><th rowspan="2">地区
地层</th><th rowspan="2" colspan="2">大民屯地区</th><th colspan="4">岔路河地区</th></tr>
<tr><th>1981年分层</th><th colspan="2">本志分层</th><th>地震界面</th></tr>
<tr><td>第四系</td><td colspan="2">第四系</td><td>第四系</td><td>第四系</td><td>上部黄土、腐殖土；
下部棕色砂砾岩</td><td></td></tr>
<tr><td>上第三系</td><td colspan="2">上第三系</td><td>上第三系</td><td>岔路河组(N_1C)</td><td>灰绿色砂砾岩、砂岩、砾岩与砂质泥岩互层</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="6">下第三系</td><td colspan="2">东营组</td><td rowspan="2">水曲柳组</td><td>齐家组(E_3q)</td><td>灰绿色泥岩为主，夹粉砂岩、砂岩</td><td rowspan="2">T_A</td></tr>
<tr><td rowspan="5">沙河街组</td><td>沙一段
沙二段</td><td>万昌组(E_3w)</td><td>灰绿色、灰色泥岩、砂质泥岩与棕色砂砾岩、砾岩、砂岩不等厚互层，下部间夹薄煤层</td></tr>
<tr><td rowspan="2">沙三段</td><td rowspan="2">舒兰组</td><td>永吉组(E_2y)</td><td>上部深灰色泥岩；
中部灰白色砂砾岩与灰色泥岩互层；
下部灰黑色泥岩夹砂岩、砂砾岩</td><td>T_B</td></tr>
<tr><td>奢岭组(E_2sh)</td><td>灰黑色泥岩为主夹泥质粉砂岩、砂岩</td><td>T_C</td></tr>
<tr><td>沙四段</td><td rowspan="2">新安村组</td><td rowspan="2">双阳组（E_2S）</td><td rowspan="2">上部、中部灰色砂砾岩、砂岩与深灰色泥岩互层；
下部深褐灰色泥岩；
底部灰色、灰绿色泥岩与砂砾岩、砂岩互层</td><td>T_D</td></tr>
<tr><td>孔店组</td><td>T_g</td></tr>
</table>

截止1987年12月，共完成地震测线1918.6公里。测网密度基本达到2×2公里，局部达1×2公里；完成预探井8口（万参1、昌1～昌6、昌8井），累计进迟24781.28米，昌7井仍在钻进中，目前井深2989米。累计取芯进尺476.56米，芯长426.86米。

经过两年的工作，取得了地层、构造、生油等方面的区域地质资料，在昌2井万昌组底部获4.44吨／日凝析油和7.59万米^3／日天然气的重大突破。该区所钻探井普遍发现不同级别的油气显示，其中昌4井于双阳组和永吉组分别获0.418吨／日和0.121吨／日的少量油流，昌8井自喷凝析油和天然气。其余各井均见不同级别的萤光显示。由此证明该区是伊通地堑的重要含油区。

一、地层与沉积特征

（一）地层

岔路河坳陷第三系地层层序最后确定于万参1井。该井井深3910米，钻人基岩259.5米，盖层厚度3650米。自上而下见第四系、第三系及基岩。第三系为主要沉积层段，厚约3600米。

为适应勘探工作的需要，吉林油田研究院依据岩性、孢粉分析及地震资料，将岔路河坳陷第三系重新划分为6组15段，并厘定了各组时代❶据1988年以后的勘探成果，该方案可适用于伊通地堑主体。新的组段划分与区域地层对比关系及各组界面与地震界面的对应关系，见表3－1－6。

该坳陷白垩系的存在，在普查阶段已为孤店子浅井所证实，当时定其层位为姚家—嫩江组。最近又在昌6井发现与沿岔路河坳陷东缘分布的白垩系红层相似的一套红层，而推测其层位为泉头组。上述红层分上、下两段，上段为紫色泥岩夹灰白色砂砾岩与灰色粉砾岩；下段为紫色泥岩夹杂色砂砾岩。这套地层除与坳陷东缘的红层可比外，与地堑南段泉眼沟剖面亦可对比唯缺少化石依据，暂不做定论。

这样，白垩系泉头组—嫩江组在地堑内的存在基本可以肯定，问题是其分布状况，包括在岔路河坳陷内的分布情况，尚需进一步工作才能明了。

（二）沉积特征及沉积相

吉林油田研究院根据地震剖面前积结构主要倾向西北的特征和沉积相的平面分布，认为岔路河坳陷的主要物源来自东南的那丹哈达岭，其次为西侧的大黑山。从薄片和电镜资料可以推知，大部岩石均具源近流短的沉积特征。沉积岩孢粉中，喜温的栎、榆粉占相当大的比例，可以推知，早第三纪时为潮湿、温暖气候。大量植物的繁衍，沉积物的快速堆积，为油气的生成提供了雄厚的物质基础。

通过对岩芯观察以及测井资料、钻井剖面的分析，认为该区有以下主要沉积相：冲积扇相、泛滥平原相、滨浅湖相和扇三角洲相。据1987年报告记载，各相基本特征如下：

冲积扇相：主要分布在下第三系的万昌组、永吉组和双阳组部分层段，在坳陷东南部最发育，以大量砾岩、砂砾岩和泥岩互层为特征，成因于网状河流。其电性呈锯齿状和箱状频繁交互，横向不稳定；反映在地震相中，其震幅和连续性均差。

泛滥平原—扇平原相：主要分布在万昌组和双阳组中，以灰绿色泥岩、砂质泥岩为主，夹砂砾岩及粉砂岩。粗碎屑和泥岩之比值小于1∶4。砂砾岩呈正韵律，底部具冲蚀痕，下部具槽状斜层理，粉砂岩具斜层理，薄层状。泥岩部分含小砾石，化石丰富。地震同相轴连续性较冲积扇好。

滨浅湖相：主要发育在齐家组、永吉组和双阳组，岩性为灰—深灰色泥岩。泥质粉砂岩与褐色泥质粉砂岩、粉砂岩、细砂岩互层。砂岩具小型交错层理和卷曲层理。其中除植物化

❶魏德恩、刘殿军，1989，“吉林省第三系研究”。

表 3-1-6 岔路河坳陷下第三系泥质岩有机质丰度统计表

井号	井深 (m)	层位	有机碳 (%)		氯仿沥青"A" (%)		总烃 (%)	
			范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值
昌1	527.0～1338	E_3w	0.01～0.10	0.03611 (24)	0.0014～0.0072	0.0033 (24)	–	–
	1338.0～1933	E_2y	0.008～0.96	0.33 (14)	0.0024～0.0244	0.00813 (14)	0.0043～0.0126	0.00682 (5)
	1933～1965.69	E_2s	–	0.95 (1)	–	0.0159 (1)	–	0.0072 (1)
昌2	1978.5～2839	E_2y	0. 60～1.34	0.99 (7)	0.258～0.056	0.0399 (7)	0.0156～0.37	0.0262 (6)
昌3	567～1081.5	E_3q	0.36～0.57	0.47 (3)	0.008～0.01	0.0089 (3)	–	0.0032 (1)
	1081.5～1988	E_3w	0.11～0.47	0.23 (14)	0.0051～0.0191	0.0108 (14)	0.0036～0.0047	0.0043 (3)
	1988～3211.04	E_2y+ E_2sh	0.40～1.34	0.74 (31)	0.0085～0.0668	0.0267 (31)	0.005～0.013	0.00993 (13)
万参1	773.5～1927.5	E_3w	0.63～0.78	0.72 (3)	0.0102～0.0125	0.0112 (3)	0.055～0.006	0.0058 (3)
	1927.5～2539.5	E_2y	0.61～0.98	0.72 (13)	0.0126～0.0252	0.0181 (14)	0.0061～0.0144	0.0102 (9)
	2539.5～3650	E_2s	0.30～4.46	1.00 (49)	0.0205～0.2278	0.0725 (47)	0.00937～0.1858	0.0493 (39)
昌7	1600～2600	E_2y+ E_2sh	0.52～0.70	0.62 (10)	0.0120～0.0271	0.0158 (10)	0.0052～0.0144	0.0082 (10)
昌7	2600～2900	E_2s	1.77～1.97	1.85 (3)	0.1280～0.1647	0.1422 (3)	0.0822～0.1384	0.1050 (3)
昌8	1800～3050	E_2y+ E_2sh	0.40～0.82	0.56 (21)	0.0083～0.0404	0.0166 (21)	0.0043～0.0245	0.0086 (21)
	3050～3141	E_2s	1.26～2.6	1.776 (32)	0.0783～0.2441	0.1678 (32)	0.427～0.1948	0.169 (32)

①括号内为样品数。

石外，生物潜穴发育，偶见介形虫。电性反映为低幅度小锯齿状；地震相为弱振幅，不连续反射。

半深湖相：主要发育于永吉组和双阳组，为深灰、深褐色、黑色泥岩，偶夹粉砂岩，含少量植物及鱼骨碎片。具低平视电阻率和高伽马值；地震内部结构为空白反射带。

扇三角洲和三角洲相：位于永吉组、双阳线和奢岭组，滨浅湖相泥岩之上常有一套砂、砾岩组成的粗碎屑沉积，具反韵律，但也有正韵律，系河流搬运的粗碎屑于滨湖带堆积而成，属河口沙坝砂。坳陷毗邻山区，河流入盆后流速骤减，于盆地边缘形成一系列冲积扇。上述三角洲相河口沙坝相多与冲积扇相连接，缺少分流平原相。这样三角洲与冲积扇组成了三角洲沉积体系。在地震相上反映为前积结构；自然电位为正三角形、倒三角形和筒形。

二、构造特征

岔路河坳陷盖层构造可分为东南鼻状隆起带、中部斜坡带和西北凹陷带三区。后者有万昌隆起横亘其中，可进一步划分为太平凹陷和齐家凹陷（图 3−1−3）。盖层构造与基底发育具明显继承性。

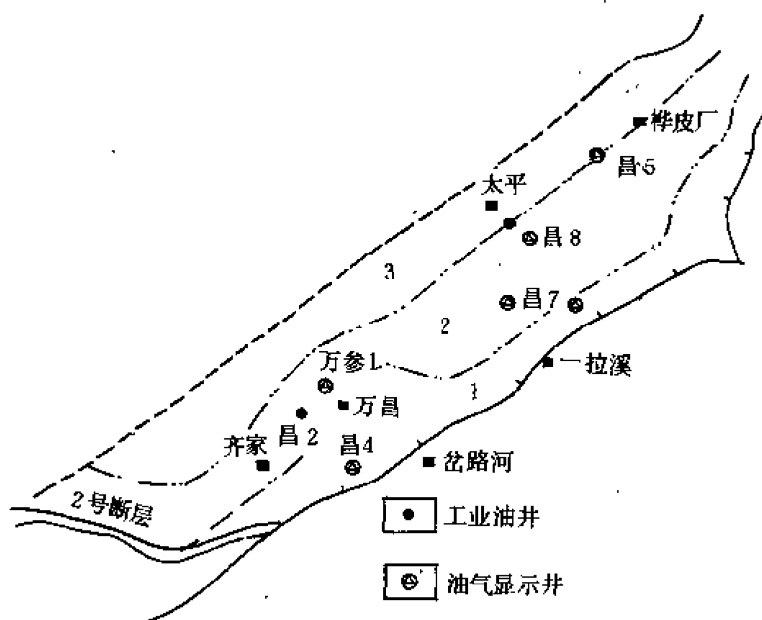


图 3−1−3　岔路河坳陷构造分区图

1—东南鼻状隆起带；2—中部斜坡带；3—西北凹陷带

本区完整的构造较少，主要发育断鼻和断块，它们多分布在东南隆起带，其次为中部斜坡带（图 3−1−4、3−1−5）。东南部断鼻的形成与基底不断隆起以及南缘张性断裂的发育有关。它的显著特征是深层构造闭合差大于浅层。如万昌构造 T_G 层构造闭合差为 2258 米，T_C、T_B 则分别为 1096 与 890 米，其他构造亦有相似情形。

区内发育完整的构造仅 2 个，一为纪家穹隆，发育于 T_B 层，属浅层构造；一为汪旗屯穹隆，属 T_C 层。它们在垂向上均缺乏继承性，在平面上这类构造主要集中在中部斜坡带。

据统计，岔路河坳陷有大小断层 178 条，除西北部可能有逆断层外，其余皆为正断层，走向主要为北东和北西向、与边缘断层基本配套，这些断层多具同生性质。部分断层构成断鼻或断块圈闭，有利于油气聚集。

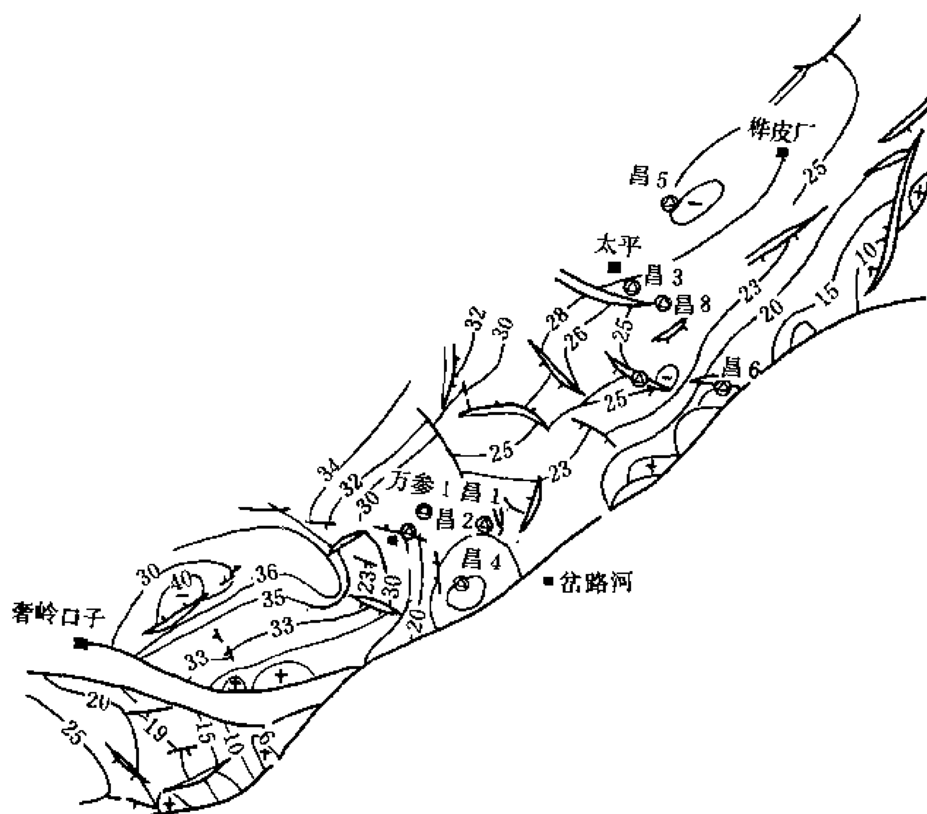


图 3-1-4 岔路河坳陷 T_c 反射层构造图

图中构造等深线单位为百米

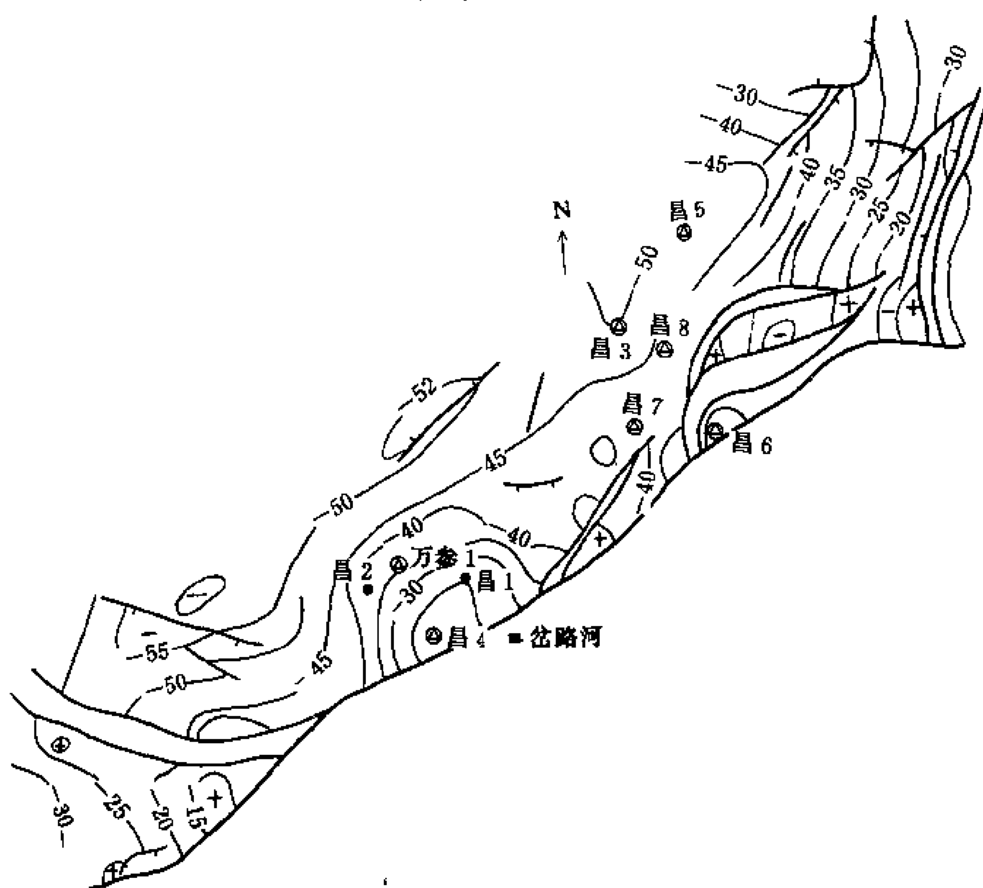


图 3-1-5 岔路河坳陷 T_G 反射层构造图

三、生油层特征

该区主要生油岩是双阳组、奢岭组和永吉组三个组段的泥岩，其岩性主要为深灰色、灰黑色泥岩，高含植物碎屑，水生生物不发育，有时夹煤线，这些特点控制了有机质的丰度及类型。根据已完探井暗色泥岩的厚度，编制了平面分布图（图 3-1-6），可见永吉组—双阳组暗色泥岩厚度由盆地东南向西北加厚，中心部位最大厚度为 1200 米。

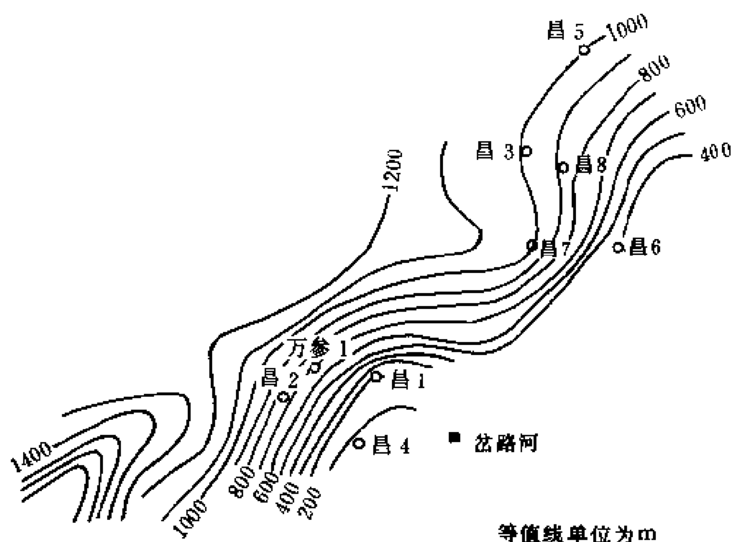


图 3-1-6　岔路河坳陷永吉组—双阳组暗色泥岩等厚图

(一) 有机质丰度

目前采用的是有机碳含量、氯仿沥青“A”和总烃含量作为有机质丰度指标。该区已有 6 口井的统计资料，如表 3-1-6。由表可见，该区齐家组和万昌组层泥岩属非生油岩（按我国陆相生油岩标准）；永吉组和奢岭组泥岩除昌 1 井为非生油岩外，一般为差—好生油岩；双阳组一般为较好—好生油岩。

根据干酪根的显微组分、干酪根元素和稳定碳同位素组成、干酪根红外光谱（IR）特征、干酪根热解色谱以及干酪根热解气相色谱等特征综合分析，岔路河各生油层的有机质类型主要以 $\mathrm{II_B}$ 型为主，其次为Ⅲ型，目前尚未发现Ⅰ型，Ⅱ型也极为少见。

(二) 有机质演化阶段

有机质演化阶段主要通过可溶性有机质热演化特征和红外光谱两方面资料加以探讨。

1. 可溶有机质热演化特征

岔路河地区下第三系暗色泥岩可溶有机质各项指标如图 3-1-7，井深 2500 米以上氯仿沥青“A”，总烃数量无多大变化。在此深度以下有明显增加，烃转化率>2.6%，饱和烃含量>30%，R_o 值大于 0.6%，地温>82.5℃，干酪根热解最高温度>435℃。故暂以 2500 米定为下第三系生油门限。从图中还可以看出，井深 3300 米氯仿沥青“A”达 0.09%以上，总烃在 0.06%以上，烃转化率在 7%以上，族组分中饱和烃含量达 66～72%，非烃和沥青质降至 16～18%，主峰碳数 C_{18}、C_{21-}/C_{22+}为 1.97，Pr/nC_{17} 为 0.29，Ph/nC_{18} 为 0.66，表明本区进入了大量生烃期。

2. 红外光谱特征

氯仿沥青“A”的红外光谱基团组合类型的吸收光度总和值作为指标，$\sum AH$、$\sum AO$ 和

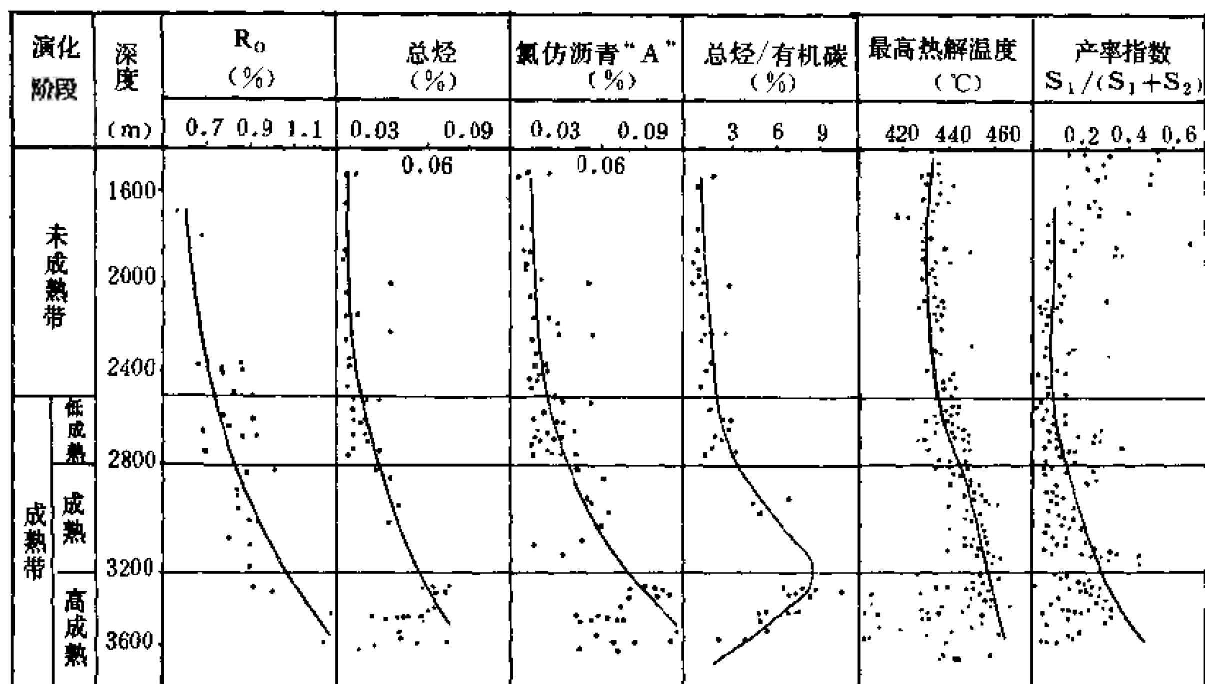


图 3-1-7 岔路河坳陷下第三系暗色泥岩有机质演化剖面图

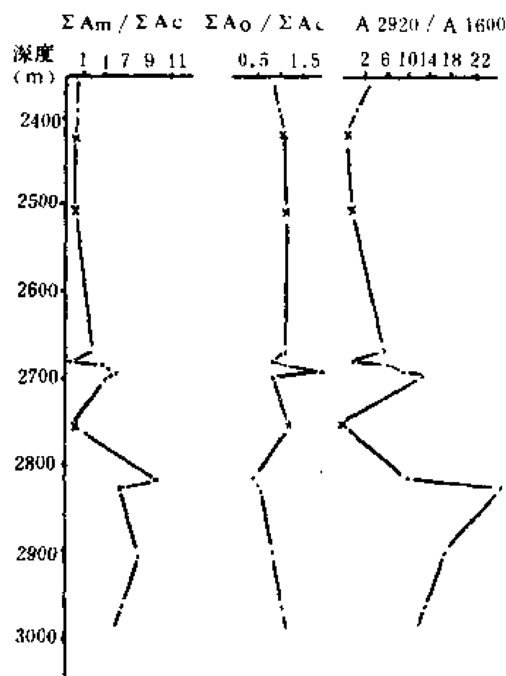


图 3-1-8 岔路河坳陷氯仿沥青"A"红外光谱演化图

$\sum$AC 分别代表脂肪族链、甲基和次甲基等含烃结构类型，含氧基团类型和芳香烃结构类型的吸收光度总和值。红外光谱深度变化特征如图 3-1-8 所示。由图可知，2800 米以下，开始大量降解生成烃类。

综上所述，本区生油岩丰度中等，以双阳组较好；生油母质类型以 II_B 型为主。2500 米深度进入生油门限；2500～2800 米为低成熟带；2800～3300 米为成熟带；埋深超过 3300 米为高成熟带。

1987 年，初步计算了该区总生油量，数量可观。

四、油、气、水性质

岔路河坳陷油气显示十分普遍。依据我国原油密度分类标准，通常把相对密度值大于 0.90 的原油称为重质原油，0.90～0.84 为正常原油，低于 0.84 者为轻质油，0.78 以下为凝析油。

按上述标准，岔路河原油类型齐全，但以凝析油和轻质油为主。该区原油分析结果列如表 3-1-7 和表 3-1-8，由表可知，昌 1 井属正常原油，昌 4 井为轻质油，昌 2 井则为凝析油，而 85-3-3 井为过氧化的重质油。

表 3-1-7　岔路河坳陷原油分析表

井号	层位	井段 (m)	取样日期	相对密度	粘度 50℃ (mPa·s)	含水 (%)	含盐量 (mg/l)	含蜡 (%)	含胶质 (%)	含硫 (%)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)	蜡熔点 (℃)	馏分 (℃,%)								含沥青质 (%)
														150	170	190	210	230	250	270	300	
昌 4	E_2s	2175.8~2171	1987.5.28	0.8274	5.16	11.2	293.8	22.8	9.4	0.06	31	103	48.1	2.5	5.8	9.2	12.5	15.8	19.2	25.8	36.7	0.64
昌 1	E_3w	1698~1695.2	1986.12	0.8961	900~2000							300~500										1.36
昌 2	E_2s	1957.2~1962	1987.6.29	0.7253	0.43	0.2					<−20	45		100 29.96	120 46.64	140 61.14	160 72.31	180 79.27	200 86.52	220 90.30	260 97.55	

表 3-1-8　煤 853—3 井原油分析数据表

样品	深度(m)	氯仿沥青"A"(%)	烷烃(%)	芳香烃(%)	非烃(%)	沥青质(%)	总烃(%)
万油 1 号	60～66	8.67	34.23	26.35	22.23	17.10	5.26
万油 2 号	855～856	1.53	34.08	22.52	21.50	21.91	0.866
万油 3 号	824	1.34	30.60	23.28	23.28	22.84	0.722
万油 4 号	718～723	0.72	34.87	21.58	22.16	21.39	0.406

该区天然气显示较多，昌 2 井 96 号层见工业气流，昌 8 井 91 号层测试天然气较好。从诸井天然气样品分析数据看（表 3-1-9），天然气性质以湿气为特征。从表中可知，天然气显示特征在纵向上由下向上密度变小，甲烷含量增加，重烃变少。

表 3-1-9　岔路河坳陷天然气分析数据表

井号	井深(m)	层位	组分（%）										相对密度	备注
			N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷		
万参 1	3318～3298	E_2s	10.71	0.41	66.45	12.44	5.56	1.13	1.55	0.66	0.51	0.58	0.7920	
	3566～3111.2	E_2s	2.9	1.26	73.64	13.28	5.13	1.21	1.15	0.57	0.34	0.51	0.7565	
	3566～3298	E_2s	3.07	0.49	72.45	13.14	5.92	1.20	1.53	0.84	0.52	0.52	0.7723	
昌 2	3039～3029.4	E_2s	2.6	1.13	75.85	12.00	4.64	1.16	1.19	0.57	0.48	0.39	0.7426	
	1962～1957.2	E_3w	1.69	0.28	78.86	9.75	5.23	1.80	1.16	0.61	0.29	0.33	0.7300	
昌 1	1940.6～1932.6	E_2y	8.13	2.6	84.66	3.94	0.66						0.6382	气样中空气较多

岔路河坳陷地层水的显著特征是矿化度低、氯根含量低、相对重碳酸根含量较高。就全区而言，总矿化度最低为 657.4 毫克／升，一般为 5000～7000 毫克／升。昌 4 井风化壳层中水样总矿化度达 30353.5 毫克／升；Cl^-含量在 40.1～1418 毫克／升之间；HCO_3^-最高达 21202 毫克／升；其水型为 $NaHCO_3$ 型（表 3-1-10）。

表 3-1-10 岔路河坳陷地层水分析数据表

井号	层位	井深 (m)	取样日期	离子含量 (mg/l)							总矿化度 (mg/l)	pH值	水型	备注
				$Na^{+}+K^{+}$	Mg^{2+}	Ca^{2+}	Cl^{-}	SO_4^{2-}	HCO_3^{-}	CO_3^{2-}				
昌 1	E_3w	1698~1695.2	1986.3.9	769.5	3.0	5.0	40.1	36.0	1958.1	0	2811.7	7	$NaHCO_3$	
昌 2	E_2s	3036~3029.4	1986.10.4	1787.5	3.0	30.1	584.0	1104.7	2440.8	0	5951.0	7	$NaHCO_3$	
	E_2s	2800~2797.6	1987.5.29	110.4	6.1	69.5	71.6	42.7	357.6		657.9	7	$NaHCO_3$	数字仅供参考
	E_2y	2982~2977.2	1987.5.19	2620.5	3.0	5.01	1181.5	428.9	2119.8	1124.8	7483.4	7~8	$NaHCO_3$	数字仅供参考
昌 3	E_2y	2080.2~2071.2	1986.11.17	2070	15.6	25.6	310.2	245.0	4805.3	0	7471.7	8	$NaHCO_3$	
昌 4	E_2s	2175.6~2171	1986.5.20	2713.7	21.2	74.5	386.8	251.1	3871.1	1318	8636.5	7	$NaHCO_3$	数字仅供参考
	E_2y	2069~2059.6	1987.5.5	2525	2.4	10.0	608.7	147.9	3126.7	1171.6	10129.3	10	$NaHCO_3$	数字仅供参考
	E_2y	2158.6~2150.6	1987.4.19	2313.3	10.7	0	498.4	302.6	3851	541.1	7517.1	9~10	$NaHCO_3$	
昌 6	E_2y	2095.6~2085	1987.7.20	1500.1	3.0	20.2	177.6	19.2	3728.3	0	5448.4		$NaHCO_3$	
万参 1	K	3888~3892.8		1850.7	6.1	10.0	1418	1152.7	762.8	150.1	5350.4	9	$NaHCO_3$	
	E_2s	3566~3298	1987.4.19	1613.4	6.0	9.8	1060.7	921.7	448.5	442.5	4502.6	11	$NaHCO_3$	
昌 4	风化壳	2618~2581.0		8336.4	28.9	39.7	537.1	209.4	21202	0	30353.5	7	$NaHCO_3$	

五、储集条件

储集层的类型，主要是砂砾岩、砂岩和粉砂岩孔隙储油，此种岩类约占第三系厚度的30~54%。层位上主要分布在双阳组的中上部、永吉组和万昌组（表 3-1-11），储集类型为孔隙储油。平面上分布较好者在本区的东南部和东部，西北部颗粒较细但仍有储集层分布。这些砂砾岩、砂岩单层厚度通常不大，且横向变化较快。除上述储集层外，万参 1 井所取基岩、凝灰岩、晶屑凝灰岩中裂缝发育，亦可作为储集层。

上述砂砾岩、砂岩储集层的孔隙度、渗透率数据列如表 3-1-12。与大民屯坳陷相比，孔隙度、渗透率偏小。

表 3-1-11　岔路河坳陷储集层占地层厚度百分比表

层位＼井号	万参 1	昌 1	昌 2	昌 3	昌 4
E_3q	14.3	17.67	1.72		40.79
E_3w	41.77	47.82	23.27	32.34	40.84
E_2y	35.59		13.83	12.57	23.41
E_2s	49.50				42.51

表 3-1-12　岔路河坳陷地层物性数据表

地区	层位	孔隙度（%）			渗透率（$\times10^3\mu m^2$）			资料来源
		最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值	
岔路河	E_3w	24.1	1.8	18.5 (117)①	129.0	0.06	85.58 (117)①	昌 1 井
	E_2y	16.7	5.4	11.9 (25)	24.7	0.02	4.17 (25)	万参 1 井
	E_2s	15.0	3.6	11.4 (47)	7.9	0.01	1.03 (47)	万参 1 井
大民屯	E	25.5	7.8	16.4	4357	1.0	220	沈 97 井

①括号内数字为样品数。

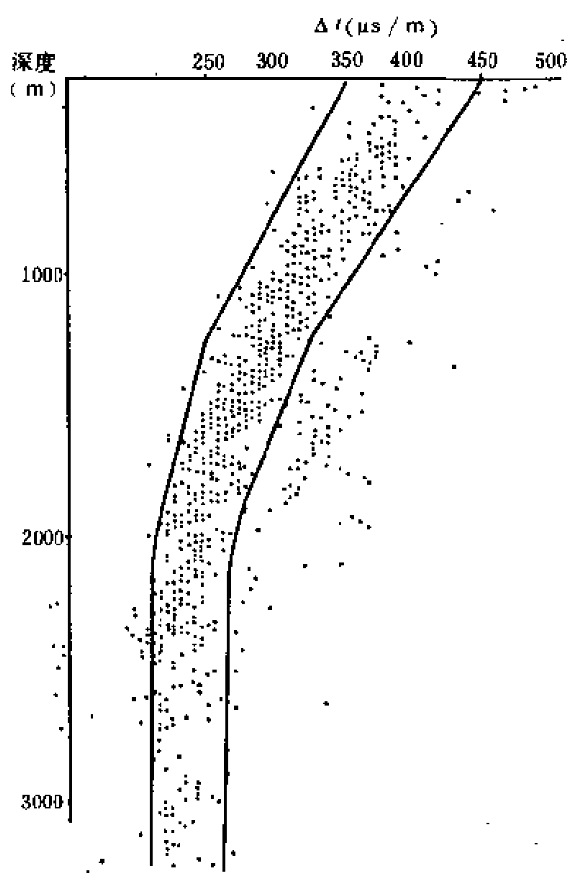


图 3-1-9　岔路河坳陷 Δt—D（深度）关系图

据薄片资料表明，砂砾岩或砂岩胶结物主要为泥质，含量一般为 4～15%，局部含较多钙质。电镜扫描结果，充填砂岩粒间孔隙和孔道的主要胶结物是蒙脱石和伊利石（3400 米以下全为伊利石）。此外，还有石英颗粒的次生加大，上述物质含量的增加均会导致储集层孔隙度、渗透率的降低。

声速测井结果，孔隙度随深度变化的规律如图 3-1-9。由图可见，声速时差随储集层埋深而降低，特别在 2000 米以上，变化明显，几乎呈线性关系，2000 米以下，变化则不甚明显。

六、生储盖组合

岔路河坳陷油气显示普遍，但仅昌 2 井获工业油气流，故借鉴邻近地区大民屯的生储盖组合特点，结合该区地质情况，初步划为自生自储组合和新生古储组合两大类。

1. 自生自储组合

自生自储组合包括①下部生储盖组合：双阳组下部生油层厚度大（万参 1 井为 219

米)、分布广、含烃量高，是区内主要生油层，上覆双阳组和奢岭组中的泥质岩可做盖层，形成一个完整的生储盖组合，也是本区重要的组合；②中部生储盖组合：永吉组二段是区域性生油层，永吉组三段中的碎屑岩可作储集层、永吉组四段和永吉组三段中的泥质岩作盖层，形成另一重要生储盖组合；③上部生储盖组合：永吉组四段是一个稳定性油层、万昌组中的碎屑岩作储集层、万昌组和齐家组的泥质岩作盖层，形成上部生储盖组合，有一种意见认为昌2井96号层的油气属于此种组合；④顶部生储盖组合：双阳组、奢岭组和永吉组生成的油气通过断裂向上运移至齐家组，甚至上第三系的碎屑岩中，这些层段的泥质岩作盖层，形成本区埋藏最浅的含油组合，如85-3-3孔所见含油砂岩即属此类，该组合一般保存不好，其工业价值较差。

2. 新生古储组合

在大民屯有下第三系生成的油气，运移至古潜山者，形成新生古储油藏。岔路河坳陷区有类似条件，因此可能有这类组合存在，特别是岔路河西端的伊丹隆起区，此类组合应属重要类型。

表3-1-13 岔路河地区构造圈闭面积统计表（单位：平方公里）

名称	圈闭类型	T_B			T_C			T_D			T_G			最大圈闭面积	备注
		可靠	较可靠	差	可靠	较可靠	差	可靠	较可靠	差	可靠	较可靠	差		
万昌	断鼻	92			75.5						123			123	
一拉溪			10			10					7.5			10	
满家		8			5									8	
小桥子		0.8									6.5			6.5	T_G为断块圈闭
叶家				2.4										2.4	
兰旗				0.9										0.9	
孤店			4.7									6		6	T_G为断块圈闭
蒋家		10												10	
北甸							3.5							3.5	
大绥河Ⅱ				7			7.5						12	12	T_B、T_G为断块圈闭
梁家						9						18		13	T_C为断块圈闭
崔家								10						10	
纪家	穹隆			3.5										3.5	
汪旗屯					6.5									6.5	
拉拉街	断块			1.5			8.0							3.0	
蒋家			7.5											7.5	
小计		118	22.2	15.8	87	19	14	10			137	19	12	225.8	

七、油气藏类型

据目前已掌握的资料，岔路河地区可能存在构造、地层和岩性三种油气藏类型。

1. 构造油气藏

岔路河坳陷缺少完整的背斜构造，但断鼻和断块相当发育，它们构成勘探的主要对象。该区构造圈闭有 16 个，按构造层统计，其圈闭面积以 T_G 为最大，可达 168 平方公里，其他依次为 T_B，155.5 平方公里，T_C 为 120 平方公里；T_D 为 10 平方公里。倘以构造中最大圈闭面积计算，本区共有构造圈闭面积 225.8 平方公里（表 3-1-13）。

2. 地层圈闭油气藏

该类勘探应以岔路河南缘为重点。

另外，该区岩性变化大，形成岩性油气藏的条件普遍存在，勘探中应予充分注意。特别在预探阶段。多种类型同时并举应为重要的指导方针。

第五节 伊丹隆起石油地质

伊丹隆起是伊通地堑的 I 级正向构造单元，其北为岔路河坳陷，南为伊通坳陷，东西各抵地堑边界，整体呈菱形，面积约 500 平方公里，隆起的基底由早古生代变质岩及华力西期花岗岩构成，产状西倾、埋深较两侧的坳陷为浅，最深近 5000 米，最浅则不足 1000 米。隆起的四周均以断层与其他单元相隔。基底构造的最大特征是，全部以断块拼接而成，据区域地质及地震资料，局部地区有可能存在古潜山。伊丹隆起是由生油坳陷所夹持的基岩古隆起，其成油条件十分有利，早已为石油地质工作者所瞩目。

但是该隆起的勘探工作尚未及全区，由于昌 10 井的重大发现，吉林省油田管理局于 1988 年集中大部分勘探力量于双阳地区。

所谓双阳地区，是伊丹隆起北端与岔路河坳陷南端的接合部位，是吉林省油田管理局 1988 年划定的重点探区，因其地属长春市双阳县而命名。该区面积约 300 平方公里，构造上含岔路河坳陷新安堡凹陷的一部分和伊丹隆起五星构造带的全部及大南镇凹陷的一部分，现仅辑 1988 年以前该区资料如下。

一、地层及沉积特征

双阳地区辖两个构造单元，II 号断层以北为岔路河坳陷，其沉积层序与岔路河相同。断层以南为伊丹隆起区，就目前了解的资料，伊丹隆起区无白垩系，第三纪沉积与岔路河坳陷区基本相同，惟缺失渐新统上部。另外，该区沉积物颗粒较其邻区的负向单元为粗，总体表现出古隆起区的沉积特点。

该区岩性以长石石英砂岩为主，其次为粉砂岩、砂质泥岩及泥岩。砂岩层理发育，粉砂岩常含炭化植物碎屑或夹薄煤层、煤线。这套地层沉积韵律明显，初步认为属于河流—滨湖环境的沉积产物。

二、构造

上述双阳地区两个构造单元之间界以走向近东西的基底正断层（图 3-1-10），命名为 II 号断层。该断层层面北倾，上盘下落达 2000～2500 米。两盘基岩顶面均向西倾斜，上盘（岔路河坳陷南端）深度 4000～5900 米，下盘（伊丹隆起北端）上升，埋深 700～4400 米。受 II 号断层的影响，两侧派生断层发育。派生断层可按走向分为三组，即东西向、北西向和北东向，其中东西向的最为发育。各组层均切割基底并延至盖层，将该区分成若干断块、断

阶和断鼻。断层的纵向分布特征为下密上疏。据1988年初步统计，上述类型的构造在T_G（基底顶面）地震界面上有35个，总面积为57.88平方公里，而其上的T_C（E_2y^1顶面）地震界面则减少为29个，但其总面积则增至68.38平方公里。另外，据地震初步成果分析，在Ⅱ号断层的上盘，靠近断层面有逆牵引背斜存在，这是吉林省内比较特殊的构造类型。据分析，它是在断层上盘滑落过程中，由于沉积物的重负所致，因此具有比较优越的捕油条件。

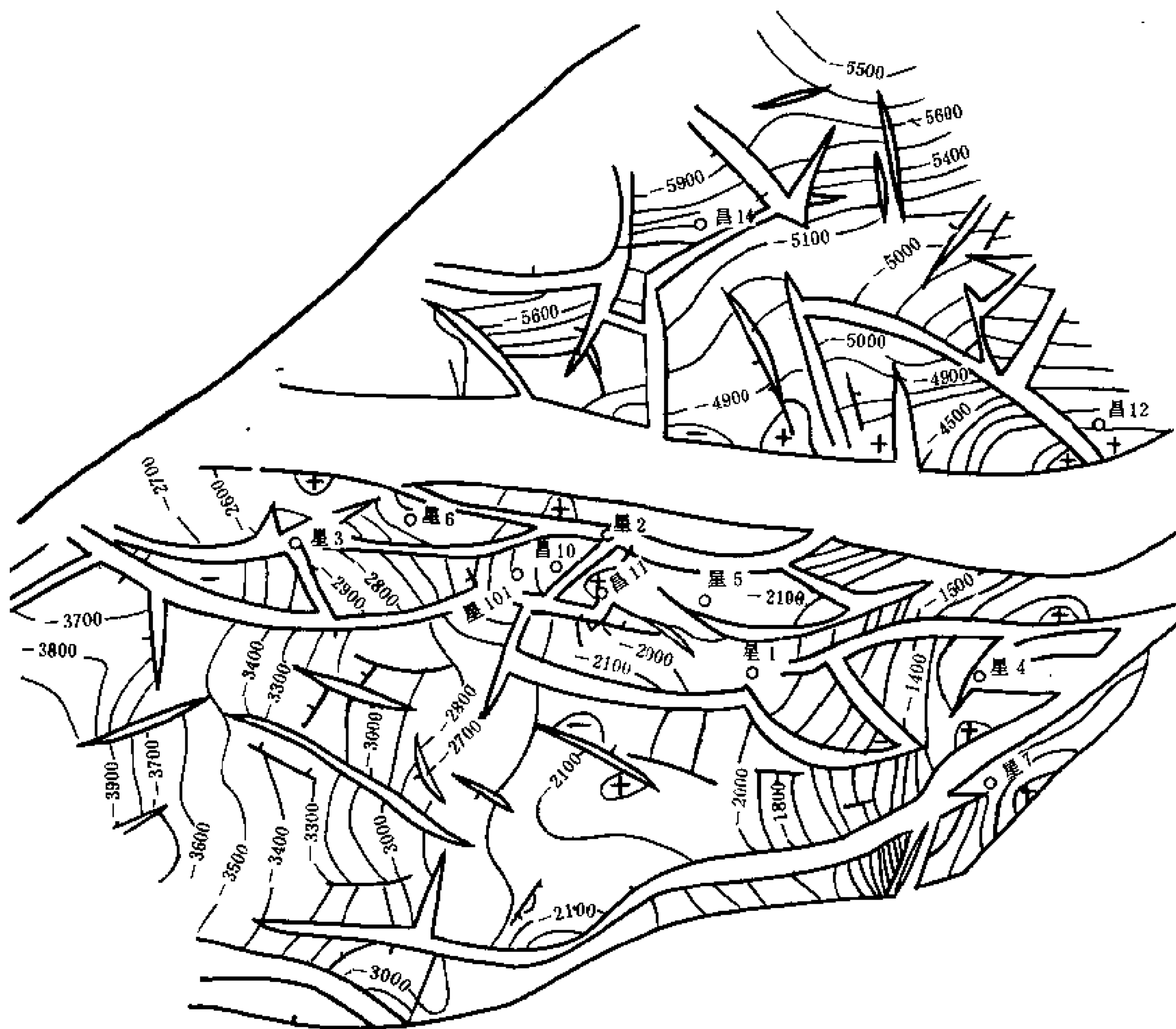


图 3-1-10　双阳地区 T_G 地震界面构造图

图中井位均为探井；等值线单位为米

第六节　长春油田

长春油田位于吉林省长春市区以东约25公里，行政区划属长春市双阳县奢岭口子，东南距双阳县城约15公里，东距吉林市约50公里，油田西临长阳公路、吉长铁路均不超过40公里，交通位置十分便利。

长春油田构造位置划属伊通地堑伊丹隆起区的五星构造带，产油层位为下第三系双阳油

层。盆地类型及产油层系在吉林省均属新发现。

长春油田是吉林省油田管理局30余年来发现的第11个油田，也是在松辽盆地外围中、小型盆地中发现的第一个新生代油田。它的发现不仅对长春地区的经济繁荣有重要促进作用，而且对吉林省中、东部地区中、小型盆地油气勘探具有重要的借鉴价值。

长春油田的石油地质工作始于1981年的伊通地堑石油地质调查，当时伊丹隆起被划为伊通地堑的一个Ⅰ级构造单元。

1985年的再次地质调查，进一步认为伊丹隆起是两个生油坳陷之间的基岩古隆起，聚油条件十分优越，其上具有形成以古潜山类型为主的多种圈闭的古地理及沉积背景。同时认为，古隆起北缘的基底断层是长期发育的同生断层，在其上盘具有形成逆牵引背斜的动力条件，有利于油气圈闭。因此建议，将地震工作延入该区，以开拓多种圈闭的寻找工作❶。

1987年，对伊通地堑进行全区早期资源评价的研究❷。结合地震资料分析再次得出与普查阶段相似的结论，即推断隆起之上有古潜山存在。

1987年底，在五星构造上首钻昌10井。

1988年3月，昌10井双阳油层获原油145米^3/日、天然气17万米^3/日，五星构造区转入详探。

1988年底，提交五星构造带上昌10、星307、星63等3个断块的探明储量，该带被命名为长春油田，上述3个断块投入试生产，并被命名为长春油田双阳采油厂。

到目前为止，长春油田的范围尚在探索中。现以五星构造带为例介绍长春油田地质特征。

一、构造特征

长春油田寄附于五星构造带，后者是伊通地堑伊丹隆起上的次级正向构造单元，总体呈三角形，面积约250平方公里（图3-1-11）。全区各层均被切成断块。据统计，其断块在T_G（基岩顶面）地震界面上为22个，面积共35.98平方公里，最大面积为3.4平方公里，有各类断层28条，垂直断距100～200米，倾角一般在32°～65°之间；T_C界面上有各类圈闭20个、面积40.11平方公里，最大面积为5.05平方公里，幅度1228米，有断层15条，断距100～200米，最大断距在400米以上，倾角一般为30°～49°。由此可见，五星构造带的断块发育状况及分布规律与双阳地区的规律是一致的。另外，该区所有断层皆为正断层，走向受Ⅱ号断层控制并与之平行。

对该区构造发育起控制作用的Ⅱ号断层，为同生正断层，断面直切基底，走向近东西，层面北倾，上盘下落1800～2500米，断面倾角50°～60°。其生长指数在不同时期有所差异，在双阳组和万昌组沉积期为3.1，在永吉组沉积时期为1.6，该期沉积前基岩断距达700米，万昌组沉积前活动加剧，基底断距达1000米以上，齐家组沉积前达1800米。从该断层性质及空间展布特征看，早期不仅受拉张压力，而且也受压扭性剪切应力，故其上盘下落的同时，向西推移，使地堑边界断层被截断。从地震资料分析，断层活动的晚期，变拉张为挤压，故其上盘T_A界面高于下盘，呈逆冲状。上述活动对油气聚集极为有利，在该区获得重大勘探突破当非偶然。

二、油层特征

---

❶张明坤，1985，"伊通地堑地质调查小结"。

❷周景田，1987，"伊通地堑油气资源早期评价"。

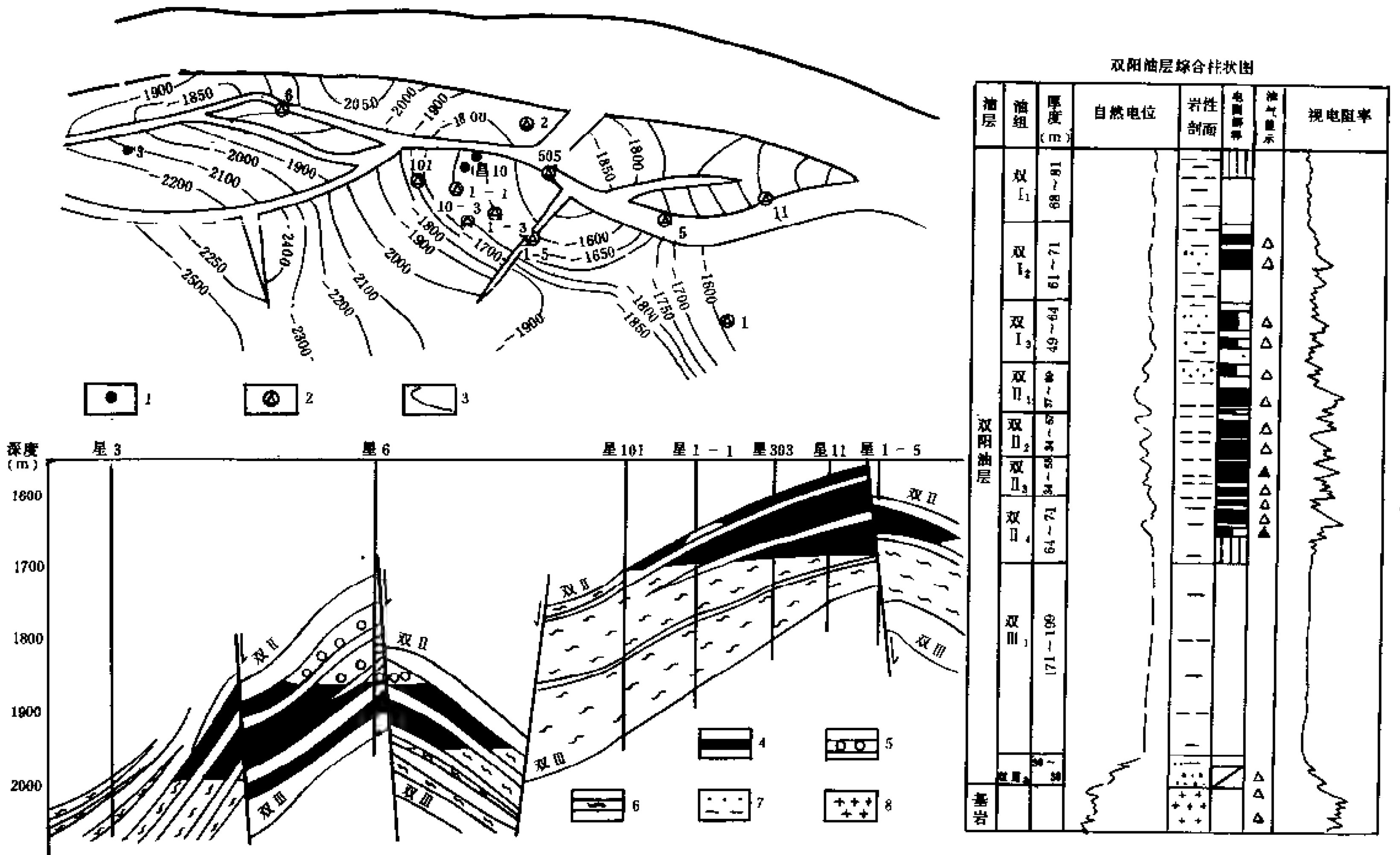


图 3-1-11 长春油田勘探成果图

A—双Ⅱ油层组顶面构造图；B—横剖面图；C—双阳油层综合柱状图；1—获工业油流井；2—获油气显示井；3—双Ⅱ油层组顶面构造等高线（米）；4—油层；5—气层；6—水层；7—砂泥岩；8—花岗岸；9—含油范围线

长春油田主要含油层为双阳油层，系由五星构造上昌10井获高产油流而得名。双阳油层位于双阳组三段（T_C 地震反射界面以下），是在东高西低的地质背景下形成的内陆沉积层。其物源有二，一个来自东南的星4井及星7井方向；另一个来自西北的星3井、星6井方向。其沉积相具三角洲的沉积特点。1988年，吉林油田研究院初步将其划分为扇三角洲平原、扇三角洲前缘和前扇三角洲等三个亚相。

（一）油层组划分

双阳油层的分布覆盖五星构造全区，岩性为一套砂泥岩层，厚度为400～700米，这套地层由东向西加厚，自上而下划为双Ⅰ、双Ⅱ、双Ⅲ三个油层组。

1. 双Ⅰ油层组

双Ⅰ油组位于油层上部，地层厚300～100米，一般厚200米。

该组地层岩性为黑色泥岩夹粉砂岩和砂岩，自上而下分三个正韵律组（双$Ⅰ_1$、双$Ⅰ_2$、双$Ⅰ_3$）（图3-1-12）。砂岩不发育，在平面上，多呈透镜砂体分布。

在电性特征上，双Ⅰ油组以其二高（高电阻、高自然伽马）、一低（低时差）为特征形成坎带，与上覆地层电性二低（低电阻、低自然伽马）、一高（高时差）相区别，为区域上电性对比标准层。

2. 双Ⅱ油层组

双Ⅱ油层组是双阳油层主力油层，地层厚度为140～230米，砂岩厚、砂地比高，横向砂岩对比性好。

按其韵律性将双Ⅱ油组从上到下划为4个砂组，即双$Ⅱ_1$、双$Ⅱ_2$、双$Ⅱ_3$、双$Ⅱ_4$，其中双$Ⅱ_1$、双$Ⅱ_2$砂层以正韵律为特点，双$Ⅱ_3$、双$Ⅱ_4$以反韵律为特点，参见图3-1-12。

在电性特征上，双Ⅱ油组以电阻、自然伽马值明显降低而区别于双Ⅰ油组。

3. 双Ⅲ油层组

双Ⅲ油层纵向上为一较大级别的正韵律组，分为双$Ⅲ_1$、双$Ⅲ_2$和双$Ⅲ_3$岩组。双$Ⅲ_1$以一套灰黑色泥岩组成，地层厚100～191米，砂岩甚少，仅在东部边界断层附近发育透镜体砂体（星7井），由于泥岩稳定，电性组合特征明显，是区域标志层，也是一套好的生油层，参见图3-1-12。

双$Ⅲ_2$砂层以一套褐色砂砾岩为特征，地层厚约30～50米，砂地比高，达50%。该组砂砾岩在区域上超覆于基岩之上，分布范围较广，仅向西部岩性变细，含油性变差。

双$Ⅲ_2$砂层以高时差、低电阻与下伏基底花岗岩电性相区别。

（二）储集层特征

据已钻遇该层的5口探井资料，双Ⅱ油层组主要为中、细粒岩屑长石砂岩，其中岩屑平均含量约15%、长石6.5%、石英52.3%；粒度为0.1～1.0毫米，最大为1.5毫米；磨圆次角状，分选中等；主要为接触式胶结，部分为孔隙式，胶结物以泥质为主。据昌10、星6、星2等井统计，泥岩含量平均约7%，最高为19.5%；碳酸盐含量平均1.3%，最高为23.3%；可见胶结物的分布极不均匀。以昌10井与星6井、星2井对比，该组砂岩结构及成熟度均以昌10井为好。

昌10、星6、星2等井砂岩物性统计表明，平均孔隙度约14%，渗透率分别为172.40 $\times 10^{-3}$、98.18 $\times 10^{-3}$ 和 16.78 $\times 10^{-3}$ 二次方微米，仍以昌10井为最佳。

三、油气藏特征

五星构造油气藏以其类型多为主要特征之一。不仅有以断层控制的构造油气藏，也有岩

性油气藏、地层不整合油气藏。油气藏的面积不大，大者仅数平方公里，小者尚不足1平方公里，但主油层厚度较大，一般为数十米，厚者可达百米。单井产量高，可达百吨，各断块具独立的封闭系统。据现有资料，五星构造带油气聚集区块主要有昌1-2、昌10、昌11、星505、星6、星2和星1井等井区，油藏类型各不相同。

（一）昌*10-11*井区断鼻油气藏

该油气藏为倾斜状地层与两条断层组成的南倾断鼻，以-1750等高线圈闭，面积1.5平方公里，幅度约200米，该油藏有统一的压力系统。油层中部深度为-1622.5～-1669米，饱和压力为169×10^5帕，测试地层压力为148.6×10^5～187.8×10^5帕，油层温度为81～84℃，无气顶。

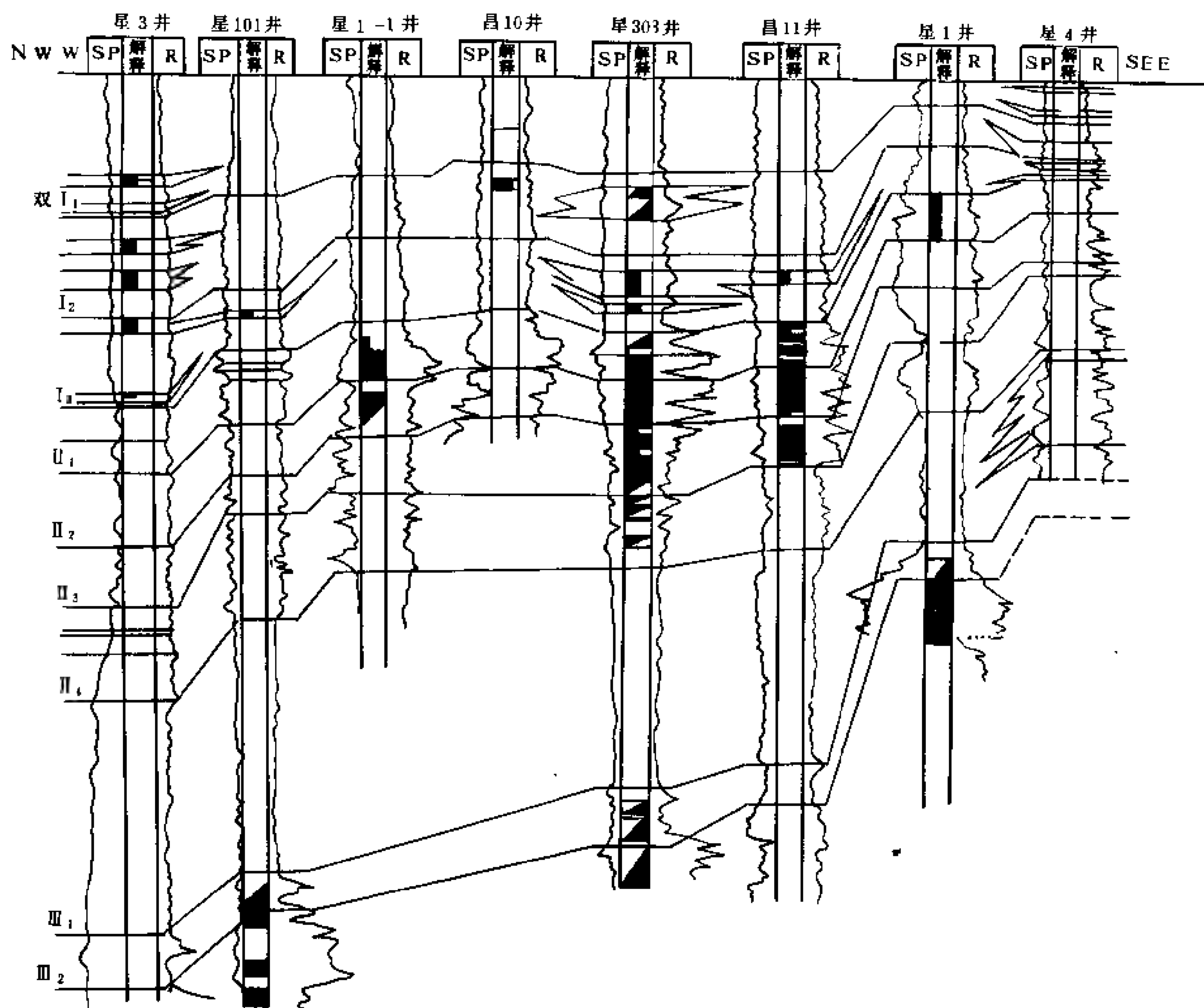


图3-1-12 长春油田双阳油层对比图

（二）昌 6 井区低断块油气藏

该井区位于昌 10 井以西 3 公里处，油藏位于 3 条断层相交切割形成的东倾断块上。星 6 井位于该断块之最高点（−1746 米），由−1900 米等高线闭合，面积 2.44 平方公里，幅度 154 米。油层中部深度为−1799.23 米，地层压力 209×10^{-5} 帕，试油证实其上部为凝析油气藏。

（三）星 1 井断鼻油气藏

为近东西向主断层与南北向次级断层相交所夹持的倾斜地层构成的断鼻，高点海拔 −1283 米，由−1600 米等高线圈闭，面积为 3.15 平方公里，幅度 313 米。星 1 井位于该断块之中部，电测解释双Ⅱ油组有 41.0 米差油层，未试油，该井处于油藏边界部位，预测向高部位钻井油层可能更好。

（四）星 2 井区断阶油气藏

星 2 井位于昌 10 井以北 1.1 公里 2 号大断层附近，由于断层切割，上盘下降形成断阶，其高点−1800 米左右，−2000 米等高线圈闭，面积为 1.46 平方公里，构造幅度 200 米。该井电测解释油层段间夹油水同层和水层，属层状油气藏。

（五）岩性油气藏

这种油气藏主要发育在双Ⅰ油组中，在星 303 井中较明显，双Ⅰ_2段有 7 个油气层厚 21.8 米，双Ⅰ_3段有 3 个差油层厚 21.8 米。在邻近井中缺失该层，是砂岩透镜体，为岩性油气藏。这种岩性油气藏在昌 10 井、昌 11 井、星 101 井双Ⅰ油组中都可见到。

（六）地层不整合油气藏

双Ⅲ_2段在区域上超覆于基岩之上，其含油范围较广，勘探远景大，星 101 井于 1247 米将该层与基岩合试，获原油 1.37 吨，昌 11 井于 1919 米试油获原油 0.336 吨；最新资料在星 109 井 21～22 号层试油获 4.55 米^3／日。钻遇该层的探井普遍见较好的显示。经昌 11 井于−1907 米进行地层测试，地层压力为 14.12×10^5 帕，油层温度为 95.56℃，具有压力系数低的特征，原油性质较双Ⅱ油组相对较差。

（七）古潜山油气藏

目前已有 11 口井钻遇基岩，岩性为燕山期花岗岩和不明时代的灰绿色破碎的粗粒花岗岩。基岩裂缝发育，最宽达 3 毫米，镜下观察，微裂隙发育，其面积占基岩样品的 15～25%，内含沥青，区域上亦普遍见到油气显示。基岩最大孔隙度为 7.8%，最小为 4.4%，平均为 5.47%；渗透率最大为 4.0×10^{-3} 二次方微米，最小为 0.05×10^{-3} 二次方微米，平均为 1.91×10^{-3} 二次方微米。上述资料说明基岩风化壳具有一定的储集能力。

分析该区构造情况，古潜山类的油气藏，应以断鼻、断块、断阶为主，其背景较双阳油层更为复杂。目前，已有 3 口井在基岩段试油，其产量最高者为星 101 井，经酸化后日产 1.37 吨，可谓稍差人意。

看来，除圈闭条件外，储集条件的优劣是潜山类油气藏好坏的决定性因素。

四、油、气、水性质

（一）原油性质及变化规律

从地面原油、地下原油分析数据看（表 3−1−14、3−1−15、3−1−16、3−1−17），该区原油具以下特征:

1）原油相对密度低（0.8280～0.8417），粘度低（3.93～7.12 毫帕秒）初馏点低（61～117℃）、凝固点高（27～29℃）。

2）从原油饱和烃色谱图看，Pr／Ph 为 2.27～5.21，Pr／nC_{17} 为 0.24～0.42，Ph／nC_{18} 为 0.1～0.12，主峰碳在 C_9 以前，属前峰型，且碳数分布范围较窄，星 6 井凝析油仅为 C_9—C_{29}，表征轻质组分高。

3）原油平面上的分布，在构造高部位原油密度低，而低部位密度相对变高（图 3-1-13），在纵向上亦是从下到上密度变小。例如，昌 11 井双Ⅱ$_2$ 段原油相对密度为 0.8572～0.8608，而双Ⅱ组为 0.8280，星 I 井双Ⅰ油组为 0.8024～0.8123。

表 3-1-14 双阳地区原油族组成数据表

井号	层号	井段 (m)	族组成（%）			
			沥青质	烷烃	芳香烃	非烃
昌 10	73	1914.0～1903.4	1.82	64.85	16.36	11.52
昌 11	24—17	1907.6～1874.0	5.68	52.68	20.19	9.43
星 103	4	1920.0～1908	5.61	48.77	16.14	15.44
星 303	11—10	1888.0～1873.0	2.08	57.14	17.56	11.90

表 3-1-15 伊通地堑原油色谱分析数据表

井号/数值/项目	昌 10	昌 11	星 303	星 103	星 101	昌 8	星 6	昌 2
Pr／Ph	2.67	2.67	3.2	2.67	2.37	3.8	4.33	5.21
Pr／C_{17}	0.25	0.28	0.30	0.24	0.31	0.5	0.42	0.44
Ph／C_{18}	0.11	0.11	0.10	0.10	0.14	0.15	0.13	0.16
OEP	1.06	1.10	1.03	1.03	1.11	0.97	1.05	1.17
碳数范围	10～39	11～38	12～38	10～38	11～43	9～30	10～29	9～23

4）昌 10 井原油碳同位素为−28.19‰，与松辽盆地南部原油碳同位素值（−29.7～−31.2‰）比较，数值偏高，这主要是因沉积环境不同和生油母质不同而引起的。

5）地下原油性质目前仅在昌 10 井双Ⅱ油组取得了原油高压物性分析资料，地下原油性质具有五高一低特点（体积系数高，溶解系数高，油气比高，压缩系数高，地下原油粘度低），且不同分级压力下粘度变化不大。参见表 3-1-17。

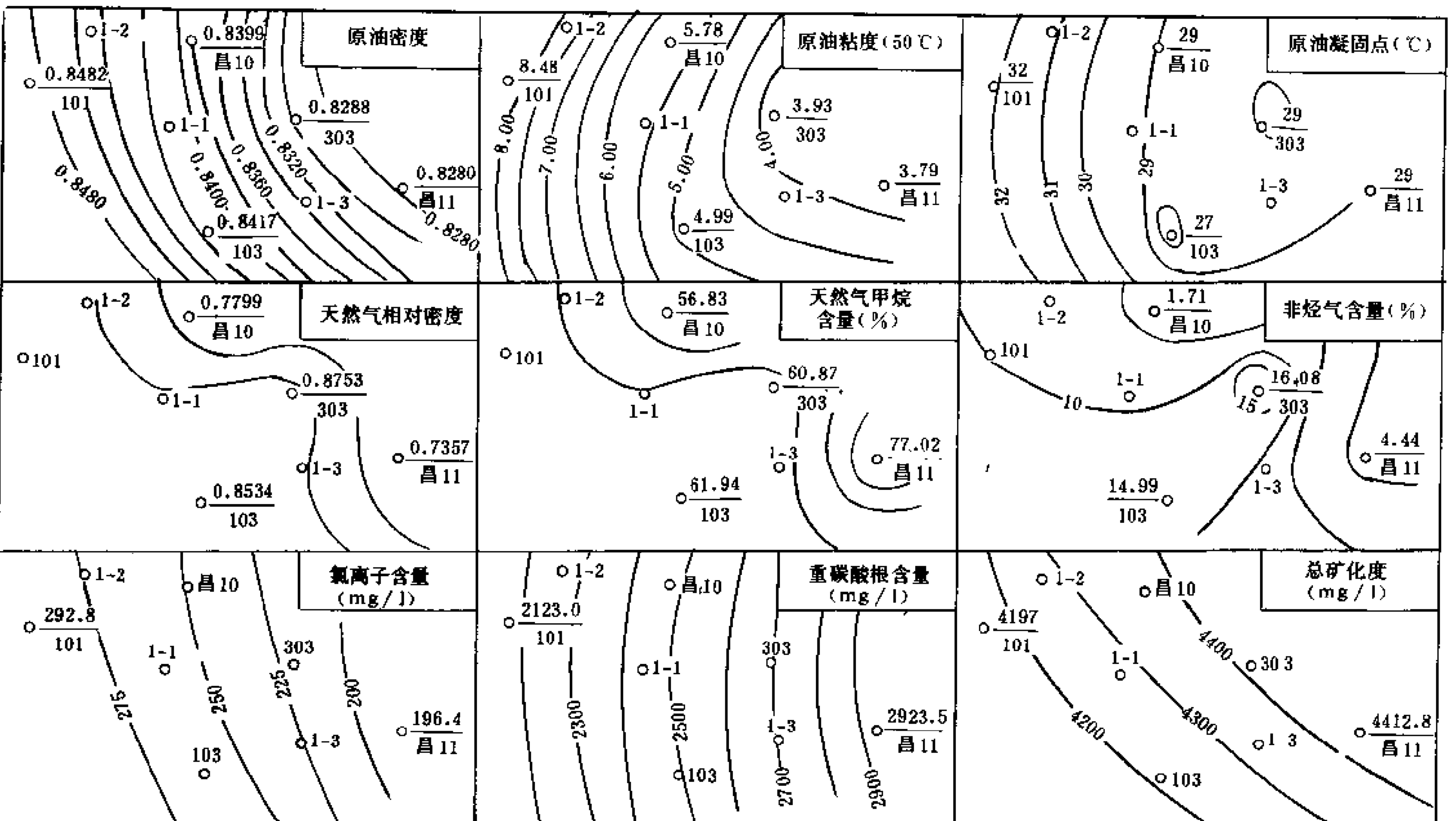


图 3-1-13　原油、天然气、地层水性质平面图

表 3-1-16 双阳地区原油分析数据表

井号	油层	层号	试油井段 (m)	相对密度	粘度 mPa·s	含水 (%)	含砂 (%)	含蜡 (%)	含胶质 (%)	含沥青 (%)	含硫 (%)	蜡熔点 (℃)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)	含盐量 (mg/l)	取样分析 (月、日)	馏分(℃、%)								
																	150	170	190	210	230	250	270	290	300
星 4	I_3	32–31	1550.8～1548.0	0.8024	3.95	0.45	0.12	11.5	7.1	0.40	0.05	50.0	26	118		7.28～8.10	2.9	8.1	14.2	19.5	24.2	30.6	37.2		50.0
	I_3	32–31	1548.4～1538.8	0.8123	3.32	3.0	0.25	15.4	8.3	0.49	0.05	48.4	26	126		9.25～9.29	4.8	10.6	16.3	22.7	28.2	33.9	40.3		53.2
星 6	II_2	8–7	2052.0～2038.0 2034.0～2023.0	0.7172										37		9.3～9.5									
昌 10	II_2	73	1914.0～1903.4	0.8433	4.83			14.55	15.6	2.82	0.08	44.6	29	90		4.5～4.10									
				0.8399	5.78	11.7							27		10.47	9.11～9.16									
昌 11	II_2	17–24	1881.0～1874.0	0.8280	3.79	0.1		13.96	15.04	1.55	0.08	41	29	54		9.11～9.16	6.1	10.3	15.0	19.9	24.0	27.4	30.6	33.9	38.1
星 10	II_1	2–3	1971.0～1963.4	0.8482	8.48	痕迹		18.8	10.1	0.84	0.13	49.0	32	98		9.24～9.26	2.5	5.6	9.2	11.5	16.1	19.3	23.7		34.6
星 103	II_1		1908.0～1920.0	0.8417	4.99			12.35	15.92		0.1	41	27			9.13～9.16									
星 303	II_1		1857.0～1852.0	0.8288	3.93			13.43	14.31	1.08	0.08		29	61		9.11～9.16	5.8	9.4	3.8	18.6	22.9	26.8	30.7	34	37.6
星 505	II	9	2097.0～2091.0	0.8538	11.32	15.3		23.6	12.8	1.18	0.10	48.8	34	166	84.5	9.27～9.29			2.2	5.2	8.4	13.4	18.1		29.3
昌 11	III_1	29	2177.6～2153.0 (2153～2144.2)	0.8572	11.76	0.6	0.38	25.50	15.18	0.39	0.12	49.3	36	117		8.1～8.2	3.4	6.6	8.3	10.5	13.1	16.4	19.0		26.0
		28	2153.0～2144.2	0.8608	11.12	3.0	0.25	20.4	17.3	0.74	0.12	48.1	34			7.23～7.26									
星 101	III	29 28	2404.0～2402.0 2402.0～2439.0	0.8422	8.50*	0.45	0.12	26.0	8.8	0.34	0.06	49.0	30	122		0.4～8.8	3.2	6.8	10.8	14.6	18.0	22.4	26.3		35.6
星 1	基岩		2166.1～2031.7	0.8469	9.22	22.5							32			6.15～6.16									
星 101	基岩	35.30	2505.0～2415.0	0.8446	9.14	2.5	痕迹	20.6	14.5	0.28	0.08	47.9	32	149		7.16～7.22		2.9	6.8	10.8	14.6	18.0	22.9		33.0

表 3-1-17　昌 10 井地下原油物性数据表

项目	数据
原始饱和压力（MPa）	16.9
地层原油粘度（mPa · s）	6.4
压缩系数（1／MPa）	165.3
收缩率（%）	36.47
一次脱气油气比（m^3／t）	203.25
气体平均溶解系数〔m^3／（m^3 · MPa)〕	10.153
体积系数	1.074
地层原油相对密度	0.6368
地层油析蜡温度点（℃）	43.0

第二章　辉(南)—桦(甸)地堑

第一节　概　　况

一、地理位置

狭义的辉—桦地堑是指敦化—密山断裂带的中南段，辉南—桦甸段的中、新生代地堑。敦化—密山断裂带是与佳（木斯）—伊（通）岩石圈断裂带平行而且成因机制相同的断裂带。该带南起沈阳，北经抚顺、山城镇、辉南、敦化以至密山以远。它迤逦千里，斜跨辽、吉、黑三省，吉林省内部分长360公里，是有名的含煤和油页岩带。

1982年的石油地质调查范围南起吉林、辽宁省界，北至桦甸县城，包括海龙、辉南、磐石、桦甸等县一部分地区的狭长地带，全长147公里，平均宽度13公里，面积1911平方公里。

该区地处河谷平原，两侧低山对峙，区内有辉发河及其支流纵横全区，是吉林省以水稻为主的重要产粮区之一。境内沈（阳）—吉（林）铁路纵贯全区，伴之以四（平）—海（龙）、吉—桦铁路和县级公路，交通十分方便。地堑内除中生代地层外，有6个第三系新生代断陷盆地鱼贯南北（表3–2–1）。最大的梅河盆地已建成小型煤矿；曾名冠全省的桦甸油页岩矿，现仍为地方开采。上述农业和小型工业以邻近的城镇为依托，构成吉林重要的经济富庶区之一。

表3–2–1　辉—桦地堑含煤盆地一览表

名称	面积 (km²)	最大厚度 (m)	沉积环境
大湾沟	5.1		浅—深湖
梅河	38.35	2310	浅—深湖
河洼	17.00		浅—深湖
托佛别子	41.40		
桦甸	40.00	1760	沼—湖
庙岭	25.00		

二、勘探简况

全区地质工作历史悠久，1：20万区域地质测量已经完成。伴随着采矿业的发展，煤田及油页岩地质研究逐步详细，成果资料主要保存在吉林省地质矿产局和煤田勘探公司。

该区石油地质工作开展较迟，1982年，吉林油田派员首次踏勘，当年提交的调查报告认为，该区具有油气形成的基本地质条件。按其性质，可与伊通地堑相比；就其量，则因新生代盆地分散而逊于后者，所以其勘探部署需视伊通的情况而定❶。目前，根据伊通地区的重大突破，该区的勘探工作理应提到日程。另外当时的评价重点放在新生界，对中生界注意较少，鉴于与其建造相同的平岗盆地发现油砂、该区中生界亦应列为重点评价对象。

❶张明坤，1983，"辉—桦地堑含油远景评价"。

第二节 区域地质

一、辉—桦地堑大地构造位置及基底岩性

辉—桦地堑发育于敦（化）密（山）断裂带之中，后者与依（兰）—伊（通）断裂带平行，二者具有完全相同的成因机制和相似的发育过程。他们之中的中、新生代地堑也具有大体相同的石油地质特征。

敦—密断裂带横跨华北地台和内蒙古地槽两个一级大地构造单元，为中生代发育起来的岩石圈断裂带。按板块构造观点分析，该带是位于张广才岭岩浆弧脊部紧邻伊通的又一个弧上裂谷。据重磁资料，该裂谷与柳河地堑相交处，河洼一带基底较深，上覆第三系面积较大。

断裂带的桦甸—海龙段与槽台分界的辉发河超岩石圈断裂相复合，加之断裂的后期活动，该带较相邻的断裂带更趋复杂。该带基底大体以辉南镇为界，以南为前震旦系的结晶基底，岩性为混合岩化花岗岩、混合岩、片麻岩。以北则为古生界变质岩、下古生界呼兰群，岩性为千枚岩、石英片岩；上古生界为吉林群，岩性为黑色板岩和厚层石灰岩。各时代地层均被中生代花岗岩侵入。

断裂带内各地堑之盖层由中生界和新生界主要是上侏罗统组成，厚度2510～7420米。但据已考察的几个盆地所见，新生界第三系的厚度、面积均不及中生界发育。中生界分布较广，为一套巨厚的河流—沼泽相含煤火山碎屑沉积。新生界则局限于个别断陷或坳陷中，为含煤及油页岩的河—湖相碎屑堆积，凡此均有煤系和油页岩发育，而且湖相暗色泥岩占较大比例，构成可能的生油层。

断裂带有大量的新生代喷发岩，特别在北段（桦甸以北），形成大面积的玄武岩盖，其下的地层面目尚不清楚。但其以北敦化附近的额穆盆地有第三系出露，从找油目的出发，该区值得一顾。

根据物探资料，断裂带截断了地壳等厚线，带内地壳变薄为34公里，其南侧为35～38公里，北侧为34～36公里。这说明断裂本身是在莫氏面上拱的基础上发生的，并切穿后者，属于岩石圈断裂，与佳—伊断裂性质相同。

此构造背景为有机质的保存和转化提供了较好的构造环境和地温条件。

二、地层

辉—桦地堑地层见图3-2-1。

（一）上侏罗统（J_3）

上侏罗统（第一盖层）分布在调查区北段桦甸一带，厚度1370～3060米，为一套含煤火山碎屑沉积。其中下桦甸子组泥岩段厚520～735米，主要为深灰色—灰黑色薄层泥岩与粉砂岩近等厚互层。是中生代唯一有希望的目的层。

（二）下白垩统（K_1）

主要为紫红色砂、砾岩，厚150～2050米。分布特点为南薄北厚，而且后者夹火山岩。

（三）下第三系（E_{1-3}）

下第三系（第二盖层）时代属古新—渐新世，厚度990～2300米，南北有别。北部为桦甸组（E_2h）● 上段主要为灰色、灰褐色泥岩，中段（E_2h^B）厚245米，为含油页岩段；下

●本文第三系时代在1981年以前资料均定为古—渐新世（E_{1-3}），1982年以后根据桦甸生物群考证，划为始新世（E_2）。

段（E_2h^A）含石膏，厚度 280 米，表现为河—湖相的沉积特征。南部称梅河口组（E_2m），主要为灰、灰黑色、褐灰色泥岩夹砂岩及煤层，分为 7 个岩性段（E_2m^{1-7}），其中，煤层分布在梅二段（E_2m^2）和梅四段（E_2m^4），分别称下含煤段和上含煤段；梅三段（E_2m^3）为褐色泥岩段，具油页岩夹层，为南段的标志层，层位大体同北段油页岩段相当。

上述下第三系褐色泥岩层可与佳—伊地堑的新安村—舒兰组对比，其沉积环境都属于还原条件下的湖—沼相沉积（只后者泥地比较大）。故列为主要评价目的层。

三、构造及构造发育史

该区的基底构造形态是由两组近于平行的断裂所控制的多级地堑。即在边缘断层内侧尚有若干次级断层与之平行。它们主要控制着新生代地层的分布。堑内第三系的主体形态呈线状向斜沿地堑中线鱼贯排列。中生界在南段以单斜为主，在北侧则呈不完整的褶皱及条垒出现．中、新生界之间为不整合关系。

(一) 褶皱

区内下第三系的整体构造形态是 6 个串珠状排列的长轴复向斜，它们构成 6 个含煤（及油页岩）盆地，为地堑内的一级褶皱。以梅河煤田而论，向斜翼部倾角一般为 30°～40°，靠近断层可达 70°～80°，轴部可变缓为 15°～20°，构成所谓"U"字型外形。

在向斜的翼部，尚有若干次级短轴背斜、向斜，其长轴与一级向斜平行，其闭合面积一般为 0.3×0.4 平方公里。

在有适当盖层配合的前提下，这些次级背斜有可能形成储油构造。

该区的北段除第三系褶曲外，尚有中生界褶曲的片断分布于地表，它们的形态较前者稍为开阔，其轴向与第三条平行。但这些不完整的褶曲多分布在第三系褶曲以南。在平面上反映出褶曲有自南向北"迁移"的过程。

(二) 断层

区内断层属于敦密断裂带的组成部分，可

系	组	岩性剖面	厚度（m）	岩性简述
第四系			200～500	现代河床及河漫滩堆积，粘土、砂砾石层。气孔状玄武岩 、
第三系	船底山组		80～120	玄武岩
			100～150	砾岩、砂岩
	土门子组 梅河组		679～1046	灰、灰黑色泥岩，粉砂岩，砂岩，含煤层，底部为砾岩
白垩系	龙井组		290～500	紫色、褐色含砾粗砂岩细砂岩、泥岩，含石膏
	黑崴子组		400～2585	紫色砂岩、砾岩含砾砂岩、钙质砂岩
侏罗系	亨通山组		300～700	灰白色薄层砂岩，黑色页岩，夹煤层
	下桦皮甸子组		500～840	黄色含砾砂岩、粉砂岩、黑色纸片状页岩
	包大桥组		1100	灰绿色、含凝灰质细砂岩、晶屑凝灰岩
	大沙滩组		480～1058	含砾砂岩、粉砂岩，黑色页岩，下部厚层砂岩、泥质粉砂岩
	砬门子组		475～1272	安山岩、凝灰质砂岩、晶屑凝灰岩
			350～1027	砾岩、砂岩、粉砂岩
	侯家屯组		200～700	粉砂岩、碳质页岩及劣质煤
前震旦系				片岩、片麻岩

图 3-2-1 辉桦地堑地层柱状图

分纵向断层和斜交断层两组。纵断层包括控制地堑发育的正断层及与其平行的次级断层和地堑发育晚期的逆断层。逆断层呈舒缓的波状断续出现，其总体走向为NE45°～60°、倾角25°～60°不等，倾向西北；主要的正断层分布在地堑内部及南缘。其平面形态与北缘断层相似，并大体与之平行，而且在局部地段显出逆冲性质。另有斜交断层分为北北东和北西两组，二者成共扼关系，并切断纵向断层及褶皱长轴，对地堑起着肢解作用，其性质大多为正断层。

（三）发育史

敦化—密山断裂整体的历史渊远而复杂，工作区的情况也是如此，但对地堑的形成和发展具有重要作用的地史事件则是中生代以来的两次张—压过程，因而形成侏罗系与白垩系之间和白垩系与下第三系之间的不整合及构造轴线的偏移。

敦化—密山断裂带是岩石圈断裂。它切穿了岩石圈，通达上地幔，处于板块运动的初始发育阶段，所以该断裂带上的断层均具有继承性，加之区内应力场的多变，这就一方面使得这些断层对表层构造具有强烈的破坏性；另一方面断层性质时张时压，致使研究者难断主次，故对整个断裂带看法各执一说。其中前一次张—压对油气的保存较为有利，但其中生界的区域变质、可能发生不利影响。后一次张—压则相对有利。另外，前述的褶皱在平面上的迁移造成新老时代褶皱的脱节现象可能将为勘探工作带来困难。

第三节　石 油 地 质

一、生油岩系

（一）上侏罗统下桦皮甸子组（即五道沟组）靠山泥岩段

该段分布于地堑北部辉南—桦甸一带，主要出露于桦甸东南的苏密沟附近，厚度520～735米。产银杏、苏铁、松柏类化石。其上、下均为火山岩。

主要岩性为深灰—灰黑色薄层泥岩、粉砂岩互层（单层厚1～2厘米，个别达10～20厘米）。泥岩性脆，风化后呈棱角状碎片，砂岩含凝灰质，轻微变质。属温暖潮湿环境下的滨湖—浅湖相沉积。

（二）下第三系（E）

该系见诸于6个含煤盆地，为一套含煤或油页岩的暗色岩夹砂、砾岩。一般厚度约1426米。

南部该系泥地比（即泥岩厚度／地层厚度，下同）大于30%，局部可达40～50%，北段稍逊。泥岩中产植物化石碎片及少许介形虫类化石，并有次生黄铁矿粉末。属还原条件下的湖泊—沼泽相沉积。

该系相变较大，在梅河煤田的勘探过程中，以200～500米的井距尚不能控制煤层和岩层。除局部相变外，南北岩相亦有较大的差异，大抵南段为以湖相—深湖相为主，而北段则夹有河流—沼泽相沉积，并且某些层段表现出干旱条件下形成的沉积。

该系在南段分为7个岩性段。前人资料和野外踏勘证实，其中的梅三段（E_2m^3）及其以下的梅二段（E_2m^2）下含油段在区域上相变为有希望的生油层。

1. 下含煤段（E_2m^2）泥岩

该段见于梅河煤田北缘的68-2孔480～970米井段，其厚度约300米。它属于煤田中、下含煤段的相变，分布面积不详。该段以灰黑色粉砂质泥岩、泥质粉砂岩为主，夹褐色

泥岩、劣煤层及砂岩砾岩透镜体。泥岩质纯，多为块状，偶见微细水平层理，含黄铁矿细晶、炭屑及生物碎片，属还原条件下的深湖相沉积。

所夹褐色泥岩多为薄层状，质轻软，指甲刻划留有亮痕，岩性近于劣质油页岩。

该层向南进入梅河矿区内部则相变为下部含煤段，煤质为半暗煤—亮煤，在煤层底板处多见含油泥岩。向北变化不清，但在北部桦甸地区与之相当的桦甸组下段（E_2h^A）为含黄铁矿及石膏层的砂泥岩，为水体变浅、气候干旱条件下的产物。

该段含煤成气较多，在煤层中的"瓦斯"与煤炭以 10：1 的体积被排弃，迄今尚未加以很好地利用。

2. 褐色泥岩段（E_2m^3）

该段为上、下含煤段之间的"隔层"。南部各盆地均有分布，为一标志层。因其夹有含油泥岩及油页岩薄层故亦称含油泥岩段。岩性为褐色、褐灰色、褐黑色泥岩，局部夹粉砂岩、细砂岩、细砾岩。厚层—块状构造，局部见微细水平层理，产动、植物化石，表现为深湖相特征。

该层在北段可与油页岩段相当，其岩性以灰绿色、紫红色、鲜黄色砂质泥岩为主夹油页岩及褐煤层，产丝炭化树干及螺化石，鱼骨碎片，哺乳动物牙齿。具亚热带沼泽—湖泊相的沉积特征。厚度 168～245 米。

该段含油页岩情况：在南段为劣质油页岩或含油泥岩，在靠近煤层 2～10 米的范围内含油率达 0.91～5%，已获 C_2 级储量，较好的油页岩则呈微薄的夹层。在北段的桦甸、庙岭地区，油页岩达 13～26 层，可采层有 12 层，具有相当规模的工业储量。

综上所述，该区的下第三系主要为还原条件下的沼泽—深湖相沉积，具有一定的生油能力，而且可能有过生油过程。

二、地球化学指标

关于生油岩分析结果，仅以表 3-2-2 示之。总的看来，下第三系梅河组（E_2m）和上侏罗统（J_3）的生油岩指标较好，尤其有机碳均达Ⅰ类指标，说明生油或天然气的母质丰度较大。但两相比较，梅河组（E_2m）与上侏罗统（J_3）又有不同，梅河组（E_2m）的有机碳含量最高可达 5.4959%，而上侏罗统则望尘莫及；氯仿沥青"A"含量亦有类似差异；其他指标，如总烃含量、烃碳比等上侏罗统均不及梅河口组，这和前面的地质评价是一致的。

关于有机碳的类型，因资料不足，无法记述，仅就饱和烃与芳香烃的比值而论，梅河组（E_2m）以过渡型为主，兼有腐泥、腐殖型。这一特点与地层的含矿性质沉积环境也是一致的。上侏罗统取样太少不好论定。但总的看来，上侏罗统的指标要差些。

综上所述，可以认为梅河组（E_2m）的生油气能力较强，甚至某些层段曾有过生油过程，作为一个层位来讲是不应忽视的。

三、其他石油地质条件

区内第三系和侏罗系均以频繁的相变为特征。这样，一方面造成了储油砂岩的广泛存在；另一方面缺少区域性的泥岩盖层，至于圈闭条件，在第三系向斜翼部的次级褶曲，可供捕油。但它们的面积一般仅为 0.3×0.4 平方公里，规模较小。基于对拉张性盆地特征的考虑，认为该区圈闭类型，除构造圈闭外，地层、岩性圈闭乃至古潜山均占有重要地位。最后，区内频繁的构造运动，破坏性较强，所以对于保存条件来说是不利因素。

四、有利层位及地区评述

根据以上的工作及成果，可以认为该区具有较好的大地构造背景；在某些层段具有生油

表 3-2-2 辉梓地堑生油岩分析数据表

采样号	化验号	层位	岩性	井段 (m)	氯仿沥青 "A" (%)	C (%)	烷烃 (%)	芳香烃 (%)	非烃 (%)	沥青质 (%)	总烃 (%)	烷+芳 (%)	氯仿沥青 "A" / C (%)	总烃 / C (%)	饱和烃 / 芳香烃
榆-8-3-1	82-104	J_3K	泥岩		0.053	2.4223	30.61	11.13	21.31	3.695	0.022	41.74	2.19	0.91	2.71
68-2 孔-①	82-91	E_2m	泥岩	862～930	0.0129	4.9109	37.35	13.83	43.87	4.94	0.066	51.18	2.63	1.34	2.70
68-2 孔-②	82-92	E_2m	泥岩	858～862	0.067	3.5884	28.07	11.08	47.95	12.90	0.026	39.15	1.87	0.73	2.53
68-2 孔-③	82-93	E_2m	泥岩	726～741	0.064	4.1175	29.02	10.66	46.56	13.77	0.025	39.68	1.55	0.61	2.72
68-2 孔-④	82-94	E_2m	泥岩	679～692	0.149	4.7088	33.83	11.06	44.47	10.64	0.067	44.39	3.16	1.42	3.06
68-2 孔-⑤	82-95	E_2m	泥岩	490～510	0.060	4.4125	63.10	18.25	7.94	10.71	0.049	8.135	1.36	1.11	3.46
68-2 孔-⑥	82-96	E_2m	泥岩	约 440	0.121	3.9180	34.92	10.66	45.90	8.52	0.055	45.58	3.09	1.40	3.28
四井 1 号	82-99	E_2m	泥岩		0.064	3.0737	30.41	5.21	51.83	12.54	0.023	35.62	2.08	0.75	5.84
四井 2 号	82-100	E_2m	泥岩		0.027	2.0086	22.71	8.75	51.88	16.67	0.009	31.46	1.34	0.45	2.60
四井 3 号	82-101	E_2m	含油泥岩		0.566	5.4959	21.45	13.53	42.57	22.44	0.198	34.98	10.30	3.68	1.59
四井 4 号	82-102	E_2m	含油泥岩		0.380	5.2095	23.54	9.64	49.10	17.71	0.126	33.18	7.29	2.42	2.44
四井 5 号	82-103	E_2m	含油泥岩		0.782	5.3964	19.15	10.42	40.43	30.02	0.231	29.57	14.52	4.29	1.84
二井补勘 2 孔-①	82-97	E_2m	泥岩		0.030	2.4287	20.55	11.55	48.27	19.63	0.010	32.10	1.24	0.41	1.78
公-1	82-105	E_2m	油页岩		0.277	5.7807	35.29	12.47	42.35	9.88	0.132	47.76	4.79	2.28	2.83
公-2	82-106	E_2m	油页岩		0.238	4.0061	38.96	3.45	53.74	3.84	0.101	42.41	5.94	2.52	11.29
公-3	82-107	E_2m	油页岩		0.232	1.6619	42.12	8.48	43.74	3.66	0.122	52.6	13.96	7.34	5.20
公-4	82-108	E_2m	油页岩		0.040	4.1179	51.58	4.48	39.97	3.98	0.022	56.06	0.97	0.53	11.51

生气能力。

鉴于与其类型相似的伊通地堑已有重大突破，该区也应尽早开展勘探工作，以了解断裂带的特征及局部地区的成油条件。就目前情况看，它应列为吉林省外围勘探的首要对象，且应以梅河、河洼、桦甸三地区的第三系及北端的额穆盆地为重点。其中，梅河盆地含煤，其北端有巨厚泥岩；桦甸含油页岩，面积甚广；河洼为柳河与抚—密断裂的交叉点，该区基底埋深大，除第三系之外，巨厚的侏罗系泥岩是本区最有希望的生油岩之一（参见第三篇第三章）。额穆盆地尚未正式工作，但其构造位置有利，面积可观，第三系巨厚，不可忽视。

另外，该区的煤、油页岩和天然气勘探前景可观，有名的桦甸油页岩矿中油页岩达 13～26 层之多，含油率达 8～12%，可谓规模宏伟。

至于天然气，首先煤层气已以 10：1 的体积比存在。其次，沼泽气在区内的浅层中，亦有显示。最后，根据地层岩性和有机质类型、丰度来判断，这套地层中可能生成大量的非石油伴生气。对上述地区的油气勘探前景进行早期评价，已势在必行。

第三章 柳河地堑及通化盆地

第一节 概 况

为了记述方便，将这两个盆地列入一章，但这并不意味着二者具有成因联系。

一、位置

柳河地堑主体位于吉林省柳河县境内，以柳河县城为中心，向东北在河洼地区和辉桦地堑斜接，向西南经安口镇伸人辽宁省境内，地貌上呈一狭长的河谷平原，其平均宽约9公里，长约120公里，面积约1433平方公里。境内有一统河顺势纵贯全区，并于辉南镇汇入辉发河。

通化盆地位于通化县境内，呈底边平行于柳河地堑的倒置的梯形，两者以太古代地垒相隔，最近距离约20公里。它北起三源浦，南至通化县城，西至汪清门，东抵通化市。面积约1200平方公里。属断陷型盆地。地貌呈盆状，内有蝲蛄河及二密河等浑江支流交织成网，为鱼米之乡。

地堑以外皆为高山，龙岗山脉及老岭山脉分列南北，海拔均在千米以上。区内交通仅有梅（河口）—集（安）铁路纵贯南北，运输尚以山区公路为主。

二、勘探简况

前人对这两个盆地曾进行过深人的地层、构造、古生物等多方面的区域地质研究，积累了较多的资料，为区内的石油地质研究提供了前提。但石油地质工作基础薄弱，仅于1982年作过初步的地面踏勘。当时发现盆地的亨通山组、下桦皮甸子组、大沙滩组及砬门子组的部分层段有机质较为丰富，是火山活动期后温暖潮湿环境下的湖沼相沉积，具有较好的成油物质基础，但由于对构造环境的了解较少，只提出进一步工作的建议。当时认为本区只要有足够的深度和较好的地热环境，油气生成不无可能。其关键是进一步了解基底结构、沉降速度与埋深，确定盆地类型，方能作出较为确切的评价。而柳河地堑的柳河坳陷又具面积广，埋藏深的特征，所以是值得勘探的地区。此外，通化盆地的北缘于中生代地层之下见有华北型古生代的浅海相砂页岩—碳酸盐岩沉积，后者岩层巨厚，石灰岩具臭味（臭灰岩），也应对其生油能力予以注意。

第二节 区 域 地 质

一、大地构造背景及其基底岩性

柳河、通化两地堑皆位于华北准地台之上。板块观点认为属欧亚大陆东缘岩浆弧之上。其中柳河地堑和敦化—密山断裂带有密切的共生关系，性质相似，按地层厚度推算，基底深度可达7000余米，可能是初期发育的弧上裂谷分支。

通化、柳河地堑基底岩性因所在位置而异。柳河地堑发育于华北地台的靖宇台拱之上，基底岩性为前震旦系混合岩或深度质岩；通化盆地位居华北准地台的负向单元（浑江坳陷），故其基底岩性为华北地台型古生代浅海沉积。

二、地层

（一）上元古界震旦系

主要分布在通化盆地的三源浦、通化市和红庙盆地东北的响水河子、二户来一带，岩性为紫红色砂岩、粉砂岩、白云岩，呈北东向展布，具浅海沉积特征。

（二）古生界

分布在通化盆地的上元古界内侧。柳河地堑缺失。

1. 寒武—奥陶系（Є—O）

岩性为紫红色砂岩、页岩及厚层石灰岩，前人曾指出为海湾环境的沉积。其中碱厂沟组石灰岩具有浓郁的沥青味，称沥青灰岩或臭灰岩，这是一个值得注意的可能生油层位。

2. 石炭—二叠系（C—P）

分布在下古生界内侧，但出露极为零星。主要为海陆交互相—陆相的含煤碎屑沉积。

（三）中生界

本区中生界缺失三叠系。

1. 下侏罗统小营子组（J_1x）

仅见于柳河地堑的下桦皮甸子西南，出露面积不足1平方公里，为含煤陆相碎屑沉积。反映出零星的小型断陷盆地的沉积特征。

2. 中侏罗统侯家屯组（J_2h）

该地层广泛分布在两盆地的边缘，为一套干旱条件下的河流相沉积。岩性为紫红色砂砾岩，上段见有凝灰岩及煤层。

3. 上侏罗统（J_3）

广泛分布在中统地层的内侧，构成中生界的主体，为含煤陆相火山—碎屑岩建造。目前，在地层划分上两个地堑尚未统一，本文仅以柳河地堑作一介绍（参见图3–2–1），同时将两盆地对比情况列入表3–3–1以供参考。

表3–3–1 通化盆地、柳河地堑地层对照表

地层＼地区	通化盆地	柳河地堑
白垩系	黑崴子组（K_1h）	黑崴子组（K_1h）
	三棵榆树组（K_1S）	
侏罗系	亨通山组（J_3h）	亨通山组（J_3h）
	下桦皮甸子组（J_3x）	下桦皮甸子组（J_3x）
	林子头组（J_3l）	包大桥组（（J_3b）
	鹰嘴砬子组（J_3y）	大沙滩组（J_3d）
	果松组（J_3g）	砬门子组（J_3l）
	长流村组（J_3c）	
	侯家屯组（J_2h）	侯家屯组（（J_2h）

现将上侏罗统的沉积特征归征纳如下:

1）分布面积广，厚度大。在柳河地堑厚7097米，在通化地堑厚14167米。

2）以火山—碎屑岩为主夹煤层，其中火山碎屑岩占较大的比例，在通化地堑厚为10000米，占地层的61%还多，在柳河地堑则厚1272米，约占地层的20%。

3）两次火山活动将连续的沉积分为5个时期，即侯家屯组（J_2h）—砬门子组下段（J_3l^1）沉积时为平静期，砬门子组上段（J_3l^2）沉积为火山活动期，大沙滩组（J_3d）沉积时为平静期；包大桥组（J_3b）沉积时为火山活动期，下桦皮甸子（J_3x）—亨通山组（J_3h）沉积时为平静期。从而构成典型的蛟河式沉积模式。

4）岩性变化大，特别在下部，如砬门子组下段在包大桥组及其以南为巨厚砾岩夹砂砾岩沉积，在柳河县城以北则变为砂岩沉积等。

5）下桦皮甸子（J_3x）—亨通山组（J_3h）沉积时期（这两个组为连续沉积）为主要平静期，也是火山活动后的一个温暖潮湿期、区内主要成煤期。其中暗色泥岩可能成为有利生油岩。

4. 下白垩统（K_1）

在柳河地堑主要分布在南缘，与盆地外的前震旦系为断层接触，与下伏侏罗系为不整合。在通化地堑分布在盆地中心及三颗树以东地区，为一套火山岩和红色陆相粗粒碎屑沉积，反映了盆地缩小时期干旱条件下的沉积特点。

实际观察证实，以上各时代的地层凡属火山活动后的平静期皆为潮温湿气候下的成煤期，因而也具有找油价值。

三、构造

通化、柳河两盆地中断裂均比较发育，其构造线方向主要为北东向。除此以外，两者尚有差异。

柳河盆地为一北东向地堑，中生界盖层以不完整的复向斜的形式充塞其内，向斜轴与地堑中线基本平行。向斜的北段及中段的南东翼被边缘断层所切，呈单斜状；北西翼较完整，与基底呈角度不整合关系。向斜两翼有次级背向斜鱼贯排列。通化盆地为一底边向北东展布的梯形断陷盆地，其中生界地层呈一近圆形的复向斜，其北界为断层接触，南界为超覆接触，这与柳河地堑的边界状态恰好相反。盆地内部不论基底构造或表层构造均显得凌乱（图3-3-1）。由于柳河地堑南翼与通化盆地北翼皆为断层所截，且具大规模的推覆现象，推测二者古为一体，此论点有待证实。

(一) 断裂

盆地内断裂可以分为东西向、北东向和北西向三组。

东西向断裂以压性为主，时代古老，属前中生代华北地台的基本构造组成部分。中生代以后该组断裂多受改造干扰，大部只见残迹，但其活动迹象至今尚存。

北东向和北西向断裂原与东西向断裂呈共轭关系。由于后期的太平洋板块的俯冲及张应力的作用，使北东向断裂强化、发展构成中生代的主要断裂，它对中生代地层的展布及盆地的发育均起了控制作用。这组断裂在复杂的地史演化过程中，其力学性质以张性为主，但其后期有较大规模的挤压，如柳河地堑的南缘断裂。

在相同的地史演化过程中，北西向断裂在中生代则表现为以张扭性为主的从属断裂，它对地堑及其表层构造均起着破坏作用，如安口镇—侯家屯断裂。

由此可见，盆地的主要断裂，一般均具有长期性、多旋回性和继承性的发育特点。

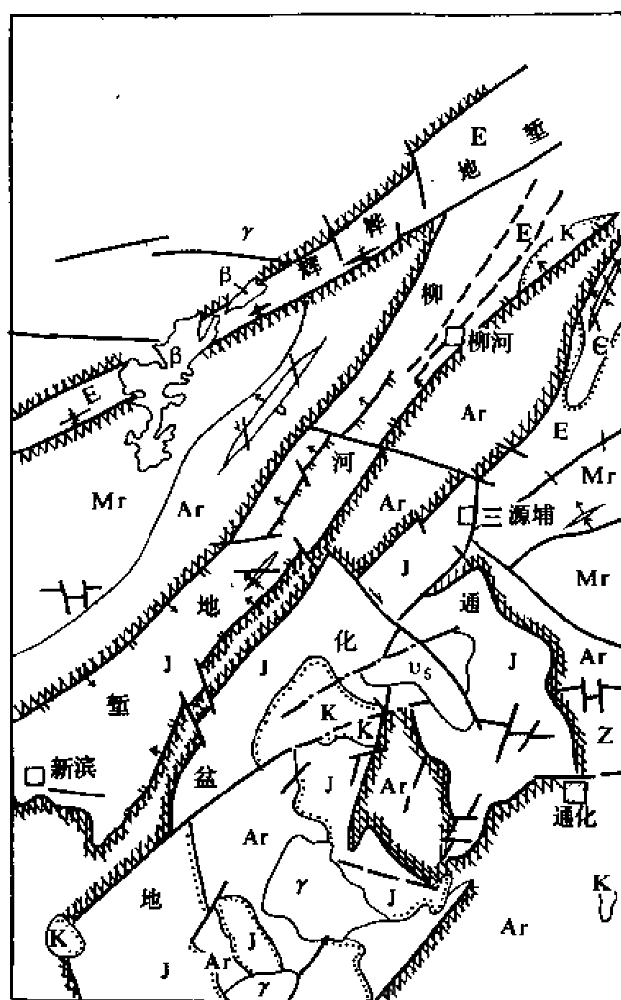




图 3-3-1 通化盆地、柳河地堑构造纲要图

1—太古界；2—震旦系；3—侏罗系；4—白垩系；5—第三系；6—花岗岩；7—太古代混合花岗岩；8—辉长岩；9—玄武岩；10—不整合；11—断层；12—地质界线

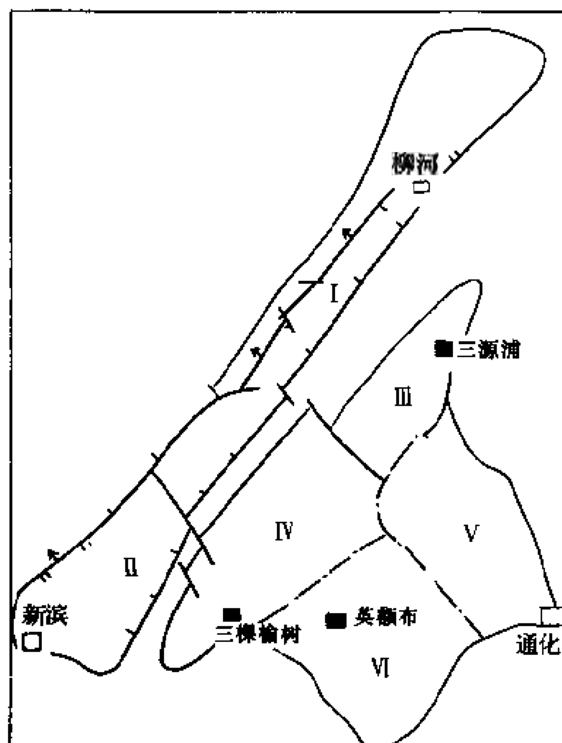


图 3-3-2 通化盆地、柳河地堑构造分区图

图中Ⅰ～Ⅵ构造名称同表 3-3-2 相对应

（二）构造区划

调查区内缺乏物探资料，两个盆地的基底埋深尚不得知。从地层厚度推断，两者埋深均曾大于 7000 米。盆地褶皱构造一般不太发育。其中通化盆地呈宽缓的向斜，柳河地堑的盖层则呈条状褶皱。现仅依据盆地基底结构和盖层沉积特点将其构造划分如图 3-3-2，构造规模数据列表 3-3-2。

柳河地堑划分为柳河坳陷（其主要构造形态为一复式向斜）和新滨隆起二个单元。通化盆地划分为三源浦斜坡带、三棵树坳陷、通化坳陷和英额布隆起四个单元。各坳陷和隆起间的关系及各单元内部的划分，目前尚不清楚。

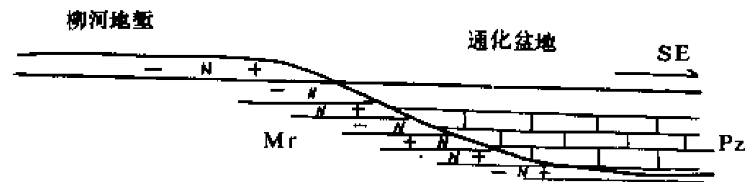
（三）构造发育史

盆地的发育史较为久远，最古老的构造形迹可追溯到前古生代，但对盆地的形成起主导作用者仅有两次，其一是华力西运动；其二是燕山运动。它们是盆地升、降、断、坳的总“导演”。华力西运动发生于古生代晚期，它使该区隆起剥蚀；印支运动使前中生界褶皱产生北东向的压扭性断裂，为盆地发育的前奏。盆地大规模的陷落发生在侏罗纪的燕山运动Ⅱ—Ⅴ幕，现将盆地活动顺序纳入图 3-3-3。

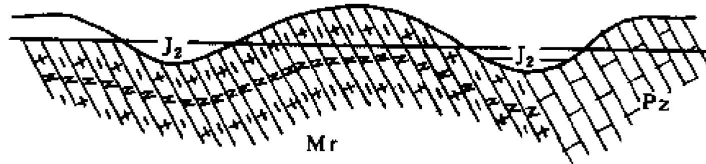
表 3-3-2　通化盆地、柳河地堑构造分区简表

名称	长度（km）	宽度（km）	面积（km^2）
Ⅰ柳河坳陷	90	9	810
Ⅱ新滨坳陷	28	14	392
Ⅲ三源浦斜坡	24	6	144
Ⅳ三棵榆树坳陷	34	12	408
Ⅴ通化坳陷	22	14	308
Ⅵ英额布隆起	20	20	400

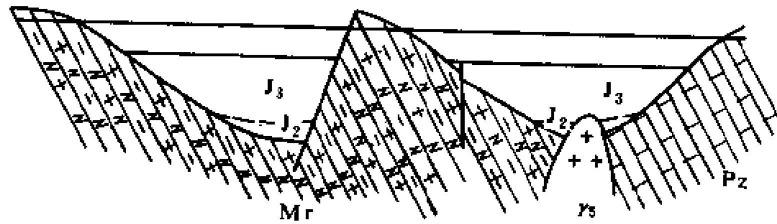
古生代



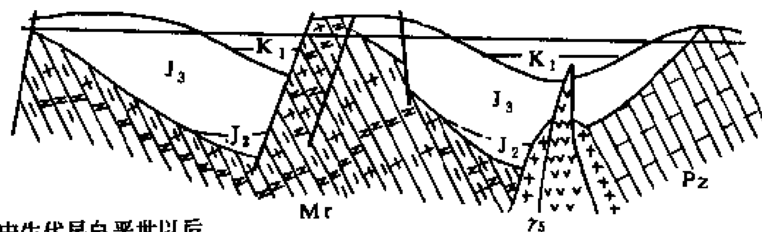
中生代中侏罗世



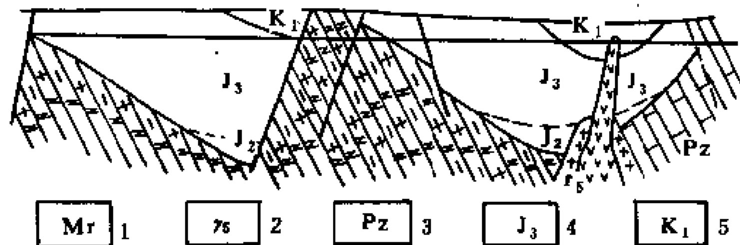
中生代晚侏罗世



中生代早白垩世



中生代早白垩世以后



Mr 1　γ5 2　Pz 3　J3 4　K1 5

图 3-3-3　通化盆地、柳河地堑发育史示意图

1—前震旦系混合岩；2—燕山期花岗岩；3—古生代石灰岩；4—侏罗系碎屑岩；5—白垩系碎屑岩

这个演化历程和我国东部中生代含油盆地具有相同的特点。即中生代张应力为主，断裂活动和火山活动占一定优势，而每个火山活动期后均有较长的平静期，加之其温湿的气候环境，可为生煤和生油提供丰富的物质基础。

第三节　石 油 地 质

一、生油层

(一) 亨通山组 (J_3h)、下桦皮甸子组 (J_3x)、大沙滩组 (J_3d)、砬门子组上部 (J_3l^2)

上述各组段的暗色泥岩主要分布在三源浦、柳河西坳陷内，其特点：

1) 它们是盆地发育的平静时期，也是火山活动后的潮湿温暖期，利于成煤、成油。

2) 具有还原条件下的湖相沉积特征。如各段页岩均为深灰色或黑色，具微细水平层理，含有较多的动、植物化石，特别是鱼类化石丰富，在页岩中含有零星的黄铁矿晶体。其中采得狼鳍鱼属晚侏罗世的淡水环境。

3) 属含煤层系，部分细屑岩中夹有油页岩。

4) 盆地处于岩浆岩之上，有较好的地热条件，加之目的层之上的巨厚白垩系沉积，使其有可能进入生油门限深度，所以，其转化条件也是很好的。

下桦皮甸子组 (J_3x) 及亨通山组 (J_3h) 泥岩厚度见表 3—3—3。

表 3—3—3　下桦皮甸子组、亨通山组泥岩厚度表

地层	剖面位置	地层厚度 (m)	泥岩厚度 (m)	备注
亨通山组	柳河地堑黑崴子剖面	>674.26	2 层	夹层
	柳河地堑后仙人沟剖面	>425.50	2 层	夹层
	通化盆地三棵榆树剖面	>294.74		
	通化盆地西南红庙盆地	>658.32	229.64	上部泥岩与油页岩互层
下桦皮甸子组	柳河地堑圣水河子剖面	838.83	>300	
	柳河地堑黑崴子剖面	500.83	100 左右	
	通化盆地三源浦剖面	391.60	约 150	
	通化盆地三棵榆树剖面	521.02	约 143.60	夹油页岩 20cm
	柳河地堑池大地剖面	957.00	>300	

下桦皮甸子组在柳河盆地中段出露不全。据悉，1965 年吉林省煤田管理局 105 队在安口镇南向阳公社的煤田勘探中，穿中段过第四系后约有 800 余米的暗色泥岩及粉砂岩，其时代属下桦皮甸子—亨通山组沉积时期，但资料记载不详。然而，从该地的构造位置及基底深度看，这里有大量暗色泥岩的存在是可信的。

两个盆地的地球化学指标汇入表 3—3—4，可见为数极少的高碳样品主要在下桦皮甸子

表 3-3-4 通化盆地、柳河地堑生油岩分析数据表

采样号	化验号	层位	岩性	氯仿沥青"A"(%)	C (%)	烷烃 (%)	芳香烃 (%)	非烃 (%)	沥青质 (%)	总烃 (%)	烷+芳 (%)	"A"/C (%)	总烃/C (%)	饱和烃/芳香烃
时—S—6	82·39	$\in j$	石灰岩	0.004	0.5890									
邹—S—1	82—57	O	石灰岩	0.003	0.2872									
邹—S—1—1	82—58	O	石灰岩	0.004	0.2077									
小—S—1	82—25	J_2h	粉砂质泥岩	0.004	0.3501									
小—S—5—1	82—26	J_2h	泥质粉砂岩	0.003	0.3714									
小—S—5	82—27	J_2h	粉砂质泥岩	0.004	0.2439									
小 S—6	82—28	J_3l^1	粉砂质泥岩	0.005	0.3914									
小—S—6—1	82—29	J_3l^1	粉砂质泥岩	0.005	0.2425									
小—S—7	82—30	J_3d	泥岩	0.016	0.1081	50.76	6.87	38.17	4.20	0.009	57.63	14.8	8.33	7.39
小—S—7—1	82—31	J_3d	泥岩	0.016	0.9971	45.61	6.67	42.46	5.26	0.010	52.28	1.61	1.00	6.84
砬—S—9—1	82—45	J_3d	粉砂质泥岩	0.003	0.2832									
砬—S—9—1	82—46	J_3d	粉砂质泥岩	0.003	0.2220									
侯—S—7	82—50	J_3d	粉砂质泥岩	0.003	0.4476									
侯—S—7—1	82—51	J_3d	粉砂质泥岩	0.003	0.4741									
侯—S—7—2	82—52	J_3d	粉砂质泥岩	0.004	0.4278									
小—S—8	82—32	J_3b	泥岩	0.005	0.9971									
小—S—10	82—33	J_3b	粉砂质泥岩	0.126	1.2963	81.44	4.52	12.62	1.42	0.108	85.96	9.72	8.33	18.02
小—S—10—1	82—34	J_3b	粉砂质泥岩	0.045	0.6115	72.01	7.27	17.76	2.96	0.036	79.28	7.36	5.89	9.91
侯—S—12	82—53	J_3b	粉砂质泥岩	0.006	1.1243									
侯—S—12—1	82—54	J_3b	粉砂质泥岩	0.004	0.7543									
三—S—12	82—62	J_3b	粉砂质泥岩	0.084	1.9426	30.68	9.14	57.52	2.65	0.033	39.82	4.32	1.70	8.26
三—S—12—1	82—63	J_3b	粉砂质泥岩	0.128	3.4257	40.18	8.99	47.37	8.47	0.063	49.17	3.74	1.84	4.47
三—S—12—2	82—64	J_3b	粉砂质泥岩	0.187	3.1688	35.95	15.86	44.26	3.94	0.097	51.81	5.90	8.0	2.27

续表

采样号	化验号	层位	岩性	氯仿沥青"A" (%)	C (%)	烷烃 (%)	芳香烃 (%)	非烃 (%)	沥青质 (%)	总烃 (%)	烷+芳 (%)	"A"/C (%)	总烃/C (%)	饱和烃/芳香烃
三—S—12—3	82—65	J_3b	粉砂质泥岩	0.080	1.5073	50.41	5.77	40.52	8.30	0.045	56.22	5.31	2.99	8.74
黑—S—10	82—38	J_3x	粉砂质泥岩	0.003	0.3367									
砬—S—16	82—47	J_3x	泥岩	0.003	0.4780									
砬—S—16—1	82—48	J_3x	泥岩	0.003	0.3814									
砬—S—16—2	82—49	J_3x	泥岩	0.004	0.7090									
桦—S—1	82—55	J_3x	泥岩	0.004	0.8097									
桦—S—2	82—56	J_3x	泥岩	0.007	0.7257									
马—S—1	82—59	J_3x	泥岩	0.002	0.3521									
马—S—1—1	82—60	J_3x	泥岩	0.004	0.2880									
马—S—1—2	82—61	J_3x	泥岩	0.037	0.6984	52.24	39.89	4.29	3.58	0.034	92.13	5.30	4.87	1.31
三—S—13	82—66	J_3x	泥岩	0.058	1.3362	52.24	11.60	18.04	1.55	0.047	80.41	4.34	3.52	5.93
三—S—14	82—67	J_3x	泥岩	0.004	1.4032									
三—S—14—1	82—68	J_3x	泥岩	0.027	2.2828	51.15	5.88	36.83	6.14	0.015	57.03	0.96	0.66	8.70
三—S—16	82—69	J_3x	劣质油页岩	0.006	1.2597									
英—S—1	82—72	J_3x	泥岩	0.084	1.2585	53.34	10.51	33.28	2.87	0.054	63.85	6.68	4.29	5.08
黑—S—9	82—36	J_3h	泥岩	0.005	0.5537									
黑—S—9—1	82—37	J_3h	泥岩	0.004	0.6045									
新—S—1	82—40	J_3h	泥岩	0.002	0.4330									
新—S—1—1	82—41	J_3h	泥岩	0.004	0.8611									
新—S—1—2	82—42	J_3h	泥岩	0.004	0.8536									
新—S—1—3	82—43	J_3h	泥岩	0.031	0.6577	78.28	18.82	2.21	3.69	0.029	94.10	4.71	4.41	4.00
新—S—1—4	82—44	J_3h	泥岩	0.009	0.4845									
新—S—6	82—35	K_3b	泥岩	0.005	0.4298									

等平静时沉积的各组段之中。

(二) *寒武系臭灰岩*

该层分布在通化盆地的东北端时家店—三源浦一带。有迹象表明，它有沿着盆地北缘西南延伸进入盆底的可能。该组厚度约 423.7 米，石灰岩呈厚层块状。鉴于其具有沥青臭味以及与华北相同层位的油气显示；故应予以注意。

二、生油层的地球化学指标

从表 3–3–4 中可见，在 50 个样品中有机碳含量较高的均为泥岩、页岩。层位在下桦皮甸子组—亨通山组较为集中，有机质丰度中，有机碳含量高于 1%的占 22%，为 1～0.5%的占 32%，小于 0.5%的占 48%。即丰度以Ⅲ类指标为主。有机质类型较为多样，但以腐殖型和过渡型为主，这说明，该区的下桦皮甸子组—亨通山组具有一定的生烃能力。但相对来说生气条件更为现实。

该区生油岩的性质及其组合类型和陕甘宁盆地颇为相似，它不是最理想的生油岩系，但若有足够的面积和好的地质背景，前景还是可观的。

三、储集条件

区内发育有大量的砂岩，在泥岩附近，更不乏其存在，说明储集条件是好的。

四、盖层和圈闭条件

区内除下桦皮甸子组—亨通山组之外，不存在大面积区域性的泥岩盖层，所以仅有局部性遮盖能力。

复向斜的次级褶曲可以提供一定的圈闭条件。区内形成岩性圈闭的条件较好，很可能是未来油气藏的主要类型。

五、保存条件

区内断裂长期发育，又处于拉张为主的应力场中，有的基岩已经裸露地表，故其保存条件稍差。

综上所述，两个盆地的泥岩均有一定的生油前景。若有适当的地质背景相配，寻找油气的前景还是存在的。更主要的是这两个盆地上侏罗统泥岩的存在有着不可忽视的对比价值。它可与松辽盆地内部侏罗系断陷对照研究，从而促进对后者的全面认识。另外柳河地堑北端河洼一带为柳河、敦密两断裂带交叉处，基底埋深较大，有较厚的上侏罗统泥岩和第三系沉积，成油条件较好。若能佐以轻型物化探工作，对全盆地展开普查评价，从中选出一批有利探区不无可能。

总之，该区工作程度甚低，基底情况不清，盆地类型划分依据不足，评价基础尚不坚实。所以进一步收集室内外资料充分研究其石油地质特征仍为今后必要的工作。尤其柳河地堑的工作应予尽早安排。

吉林省中、新生代盆地众多，类型复杂，对全区盆地进行成因分类，编排工作次序，仍是今后石油地质普查的重要任务之一。

第四章 延 吉 盆 地

第一节 概 况

一、地理位置

延吉盆地位于长白山东麓，包括延吉市、延吉县和和龙县北部的一部分，面积1920平方公里，为中生代坳陷盆地。

盆地边缘的中低山区，海拔500～700米，盆地内丘陵起伏，比高500米以下。区内河流有布尔哈通河、海兰江及其支流密布全区。

区内交通方便，铁路、公路以延吉市为中心，交织成网。各乡镇间均可通汽车，但地震工作施工条件较差，仅在12月至翌年2月的冰冻期可以施工。

二、地质工作简况

建国后至1977年之前，在区域地质方面，原东北地质局102队在延吉、图们开山屯一带做过1：20万地质测量工作；沈阳地质局6、7、8分队也在盆地部分地区做了1：20万非正规地质测量和普查找矿工作；中苏合作的乌苏里江考查队在浑春、图们、汪清一带作了1：100万地质填图；吉林省煤田管理局物探测量大队对延吉盆地进行了综合物探工作；吉林省直属专业综合大队原二分队分别在大西坡、延吉等地对古生界及中生界做了研究工作，并出版了大砬子幅和延吉市幅1：20万区域地质调查报告。

同期，在矿产地质方面，原东北有色金属地质局、吉林省地质局、冶金勘探公司和吉林省煤田管理局等单位，先后对金属和煤矿作了详细的勘探和矿产调查工作。上述区域调查和矿产勘探资料多数保存在吉林省地质矿产局资料室；煤矿资料则在吉林省煤田管理局资料室，可资查考。

石油地质方面，本区仅做了初步踏勘工作。

1976年和1977年，吉林省石油会战指挥部地调指挥部和研究院先后派员到延吉盆地进行短期石油地质考察。先后提交了"延吉盆地石油地质简介"和"延吉盆地石油地质调查报告"。这两份报告是目前了解延吉盆地石油地质环境的重要依据。

1978年，吉林省石油会战指挥部地调指挥部曾在该区开展地震工作。因区内砾石层厚接收条件不佳加之地形条件差，仅做了7公里的测线即告停工。迄今为止，许多石油地质问题尚无答案，如盆地的基岩埋深，地层时代等，均难有定论。但白垩系有巨厚的暗色泥岩，加之该区多处发现油砂及天然气等油气显示，可以初步确定，该盆地是吉林省东部山区最有前景的含油盆地。若盆地是一些小而深的凹陷，则也有可能形成小型的油气田。

第二节 区 域 地 质

一、区域构造位置及基底岩性

延吉盆地位于吉林华力西褶皱系东段，基底岩性主要为晚古生代地槽型海相沉积。东部开山屯—大砬子一带见石炭系和二叠系。石炭系以海相燧石条带灰岩为特征，夹少量碎屑岩

及酸性火山岩；二叠系分布于大砬子—延吉一线以东，下统为海相碎屑岩夹石灰岩及酸性火山岩；上统为海陆交互相碎屑岩。西部层位变低，有不确定的泥盆系深变质岩。盆地基底最大埋深为2400米(?)，起伏不平，凸凹间常以断层相隔，属断块状结构（图3-4-1）。

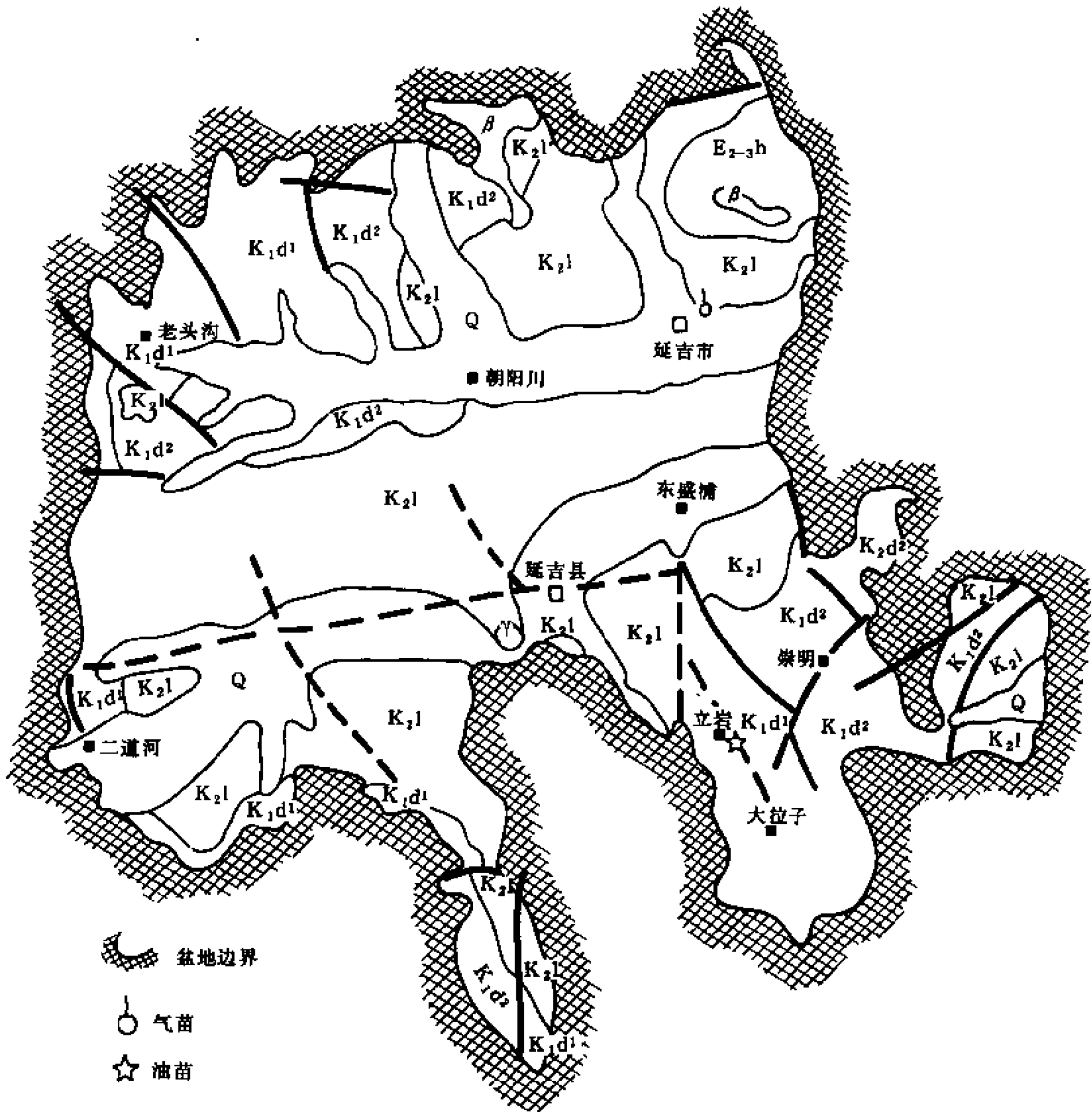


图3-4-1　吉林省延吉盆地地质略图

二、地层

（一）侏罗系

侏罗系分布在盆地边缘，自下而上分为中—上统屯田营组（$J_{2-3}t$）和上统长财组（J_3c）。

屯田营组一般厚度110～1500米，由火山集块岩、凝灰岩、安山角砾岩及安山岩组成，

局部夹流纹岩及流纹质灰岩。发育较好的剖面位于屯田村南，该剖面共分 15 层，总厚度为 1515 米。与下伏托盘沟组关系不清，常不整合在古生代地层和华力西期花岗岩之上。本组下部产植物化石，经鉴定属中—晚侏罗世。

长财组分布亦较局限，仅在老头沟有露头。下部为灰色砂岩、砂砾岩和灰绿色角砾岩，夹砂质泥岩、凝灰质砂岩含薄煤 6 层；上部为灰色砂岩、砂质泥岩、粉砂岩夹砾岩含薄煤 8 层，中夹灰绿色安山岩和凝灰岩，厚度 50～500 米。该组地表以老头沟剖面为代表，共分 7 层，总厚为 134.2 米。与屯田营组不整合接触。

(二) 白垩系

延吉盆地白垩系仅见下统，遍布全盆，厚度 4000 余米。主要由内陆湖沼相碎屑岩组成，盛产动、植物化石，尤富介形虫和叶肢介，时代属早白垩世，本统为勘探主要目的层。

根据沉积环境、岩性、建造及生物组合，下白垩统分为下部大砬子组和上部龙井组。

1. 大砬子组 (K_1d)

该组分布在老头沟—铜佛寺及大砬子村一带，东部仲诚村及西南二道沟一带亦有出露。下部主要为一套磨拉石建造；中、上部由页岩及油页岩组成。叶肢介、介形虫化石丰富，建组剖面在东部大砬子。盆地西部的老头沟—铜佛寺剖面亦具代表性，但两区地层差异较大，所以在对比中，前人曾判为两层。

老头沟—太兴屯剖面位于盆地西北缘。地层总厚度 3627.7 米，主要以灰绿色、黄绿色砂岩、砂砾岩为主，中部夹页岩。于黑色页岩中产鱼、叶肢介、介形虫等淡水生物化石。

2. 龙井组 (K_1l)

在盆地中部朝阳沟、延吉市、帽儿山、龙井镇一带均有出露。为一套灰色、灰绿色、紫红色、蛋青色等杂色正常沉积碎屑岩，夹泥质灰岩团块。厚度 290～1150 米。与下伏大砬子组呈不整合接触。

该组在剖面中出露不完整。在太兴三屯测得该组底部层位，在龙井镇帽儿山测得中、上部层位。

(三) 第三系

延吉盆地第三系不发育，只在东北缘清茶馆一带零星出露。主要由砾岩、页岩和砂岩夹煤层组成，不整合于龙井组之上，分为两组。上为四方台玄武岩、下为浑春组。

1. 浑春组 ($E_{1-3}h$)

浑春组时代属于古新—渐新世。出露于清茶馆一带。

清茶馆浑春组 ($E_{1-3}h$) 剖面　　厚 215.3m

上覆地层：四方台玄武岩

～～～～不整合～～～～

(4) 浅灰黄色粉砂岩与灰白色含砾粗砂岩互层，胶结疏松，分选不佳。　23.9m

(3) 杏黄色细砂岩、粉砂岩、粘土岩及不规则层状含砾粗砂岩互层。

(2) 灰白色细砂岩、夹黄褐色粗砂岩透镜体。

(1) 灰白色含砾粗砂岩，沿走向粒度变化甚大，胶结疏松，上部为灰白色细砂岩、粉砂岩及粘土岩，夹含砾粗砂岩层或透镜体。　30.8m

～～～～不整合～～～～

下伏地层：龙井组

2. 上新一更新统四方台组玄武岩（$\beta_{N_2}-Qp$）

分布于清茶馆，不整合于浑春组之上，厚度187.7米。主要岩性为杏仁状气孔玄武岩和黑色致密块状玄武岩，前者柱状节理发育，后者含少量橄榄石。

四方台组玄武岩产状近于水平，其分布大致与北西向断裂平行，因此，推其为裂隙型喷发。

三、岩浆活动

该区有比较强裂的岩浆活动。

（一）华力西期

岩浆主要分布在盆地边缘，分三次侵入：

第一次，主要为辉石橄榄岩、辉长岩，产状为岩盆、岩脉。

第二次，主要为粗粒似斑状黑云母花岗岩、黑云母花岗岩、黑云母斜长花岗石、花岗闪长岩。产状为岩基。

第三次，白岗质花岗岩、白岗岩。产状为岩基。

（二）燕山期

燕山期岩浆活动分晚侏罗世火山活动和晚白垩世的火山活动。

1. 晚侏罗世火山活动

晚侏罗火山活动就是上述地层部分火山喷发岩，在此不作赘述。

2. 晚白垩世火山活动

主要形成岩石为辉石安山岩，产状为小岩体，属超浅成相。在盆地内沿北西向张性断裂分布。这些小岩体最大不超过3平方公里。辉石安山岩为灰色、灰绿色，侵入于下白垩统龙井组砂砾岩中。

这期岩体，对石油的生成、储集可能有一定的破坏作用。

3. 喜马拉雅期

在盆地内只在清茶馆有分布，即四方台玄武岩。

四、构造

（一）断裂

区内断裂发育，北西向断裂规模尤大，延续时间亦长，主要有：

1）屯林河—朝阳河断裂：断裂从北西而入，沿屯林河、朝阳河经延吉盆地向东南延入邻区，全长约70公里。断裂沿线破坏挤压现象极为发育。断裂面多倾向南西，局部为北东向，断裂南段朝阳川以南地区，沿断裂有数个辉石安山岩体侵入，说明其为张性及活动时间在晚白垩世。

2）东盛—南阳断裂：走向北西，与屯林河—朝阳河断裂相平行，沿断裂亦有辉石安山岩分布。断层面倾向南西，延长10多公里。此外，北西向小断层发育，尤其以西北角老头沟附近平行成排、向盆内伸入，而盆地东南也有相应的断层向北西延伸，是否可以相连尚待查明。

北东向断层在南阳—德新一带有两条，其余在盆地边缘，均延长10多公里。

南北向断层分布于盆地东西两侧，规模较大，对盆地的形成和发展起一定的控制作用，后期又有活动。

(二) 构造单元划分

盆地基底构造格局是4凹、3隆。4个凹陷是:①铜佛寺凹陷，基底埋深2400米;②朝阳川凹陷，基底埋深2400米，是盆地两个最大的凹陷;③龙井凹陷，埋深900～1200米;④东盛凹陷，埋深1200米。盆地内3个隆起是三个基底高断块，即①龙井隆起，高差300米，面积27平方公里。在龙井西，由北西、东西两条断层交切而成;②德新隆起，高差300米，面积38平方公里，位于盆地东南德新附近，由北西、北东两对断层交切而成;③智新隆起，北西、北东向断裂两两相交而形成隆起，高差300米，面积20平方公里，位于盆地东南智新附近。

第三节 石 油 地 质

一、构造条件

按构造期次划分，延吉盆地先后经历了华力西期、燕山期和喜山期三次较大的构造运动。华力西期以褶皱运动为主，最后结束了区内地槽发育的历史，由沉积区转为剥蚀区。燕山运动以断裂活动为主，伴之以岩浆活动，断块的升降差异形成若干小型的、分散的断陷盆地。随后又经历了整体坳陷阶段和隆起阶段。喜山期表现为继承性的断裂活动、轻微褶皱和大量的岩浆喷溢。由此可见，燕山期的断坳和喜山期的抬升褶皱有可能为油气的形成提供条件。

二、沉积条件

根据侏罗系、白垩系的分布，岩性、岩相和厚度变化的不同特点及接触关系，认为侏罗系为断陷控制的地堑式沉积。下白垩统大砬子组可能是填平补齐式沉积，是本区石油、天然气的主要勘探目的层。而龙井组为披盖式沉积，一般不具备生油能力。现分别归纳出大砬子组与龙井组的主要生油层段的沉积特点。

(一) 大砬子组 (K_1d)

下部为磨拉石建造的砂砾岩段 (K_1d^1)，不具生油条件；中、上部是砂页岩夹油页岩段 (K_1d^2)，含有以丰富的浮游生物为主要特征的动、植物化石，见介形虫、叶肢介、软体动物、鱼类、昆虫及植物化石等。岩芯总的颜色特点是，碎屑岩为黄、褐黄、黄褐等色；泥岩、页岩、油页岩为灰、黄灰、灰黑和黑色；局部夹少量棕红色泥岩。页岩风化后呈纸片状。

砂岩及砾岩分选不好，颗粒呈半角状及半圆状。

大砬子组在盆地的西部和东部具有不同的沉积特点:

1) 大砬子组在西部总厚度为3626米，主要为砂岩，其厚度为2871米；而东部总厚度为1615米，其中砂岩厚度为486米。

2) 暗色泥岩情况正好相反。西部暗色泥岩厚度为156米，东部为689.5米。

3) 西部和东部具有相差悬殊的沉积环境，西部暗色泥岩占地层总厚度的48%，而东部约占42.7%。

西部沉积迅速，环境动荡，河流相地层占很大比例；东部沉积环境相对稳定，浅水湖相环境增多。西部和东部岩性、岩相的变化特点，在勘探部署上必须引起注意。

4) 在野外露头的观察中，自西向东时代由老变新，这说明盆地中部存在古陆梁，使盆地具有分割性，西部抬起，东部相对下降。从而造成向斜的不对称，具有与和龙盆地相一致

的特点。

5）西部和东部地区厚度、岩性、岩相的悬殊差异，似乎说明延吉盆地水动力总体方向和物质总的搬运方向是自西向东的。

大砬子组在纵向上的特点是，砂岩和泥岩、页岩分别集中在不同层段。泥、页岩集中在中、上段；砂、砾岩集中在下段。砂、页岩单层厚度都比较大（表3-4-1）。

表3-4-1 延吉盆地大砬子组地层特征对比表

项目＼地区		西部（老头沟—大兴三屯）	东部（大龙屯—金谷村）
地层厚度（m）	K_1d^2	1345.0	1524.4
	K_1d^3	2281.7	90.2
	总厚度	3626.7	1615.2
暗色泥岩厚度（m）	总厚度	156.0	689.5
	单层最大厚度	52.1	363.1
砂岩厚度（m）	总厚度	2871.3	586.6
	单层最大厚度	256.2	199.6
暗色泥岩厚度／地层厚度（%）		4.8	42.7

（二）龙井组（K_1l）

以棕红色碎屑岩为主，夹泥岩和泥灰岩团块。杂以灰绿、蛋青和浅灰等颜色，厚度一般为500余米。特点是成岩性差，砂、泥岩混杂，砂岩颗粒的分选、磨圆都不好。具交错层理，普含钙质结核，化石很少，不具生油能力。

通过上述特点的记述，可见，大砬子组中、上部有比较厚的暗色泥岩，分布较广，有比较丰富的生物化石，沉积环境比较稳定，具备生油条件。

智新乡立岩旧址的油砂即产于大砬子组含油页岩段中，初步认为是自生自储，运移距离不远。

三、储集、圈闭和保存条件

大砬子组和龙井组砂岩发育，具备储油条件。

盖层条件：立岩旧址的砂层的盖层，是绿黄色泥质粉砂岩、粉砂质泥岩，不含油，厚度为35厘米，其上为黄绿色粉砂质泥岩。可见，盖层不一定很厚。

圈闭条件：该区的关键问题是圈闭和保存条件，其原因：①地层倾角大，油层出露地表，并遭氧化；②地下水活跃；③断层发育；④火山活动较强。

根据现有的地质资料预测，该区可能具有多种类型的油气藏，包括：背斜油气藏、断块（断层）油气藏、单斜氧化油砂或沥青封堵油气藏以及与基岩古潜山有关的油气藏。

四、油气显示

延吉盆地多处见油气显示，为对该区成油能力的推断提供了证据。现将1977年的调查

结果转录如下:

(一) 延吉县智新乡立岩旧址东

1951 年在立岩旧址东的冲沟两侧，挖洞三个，以开采油砂。目前洞口坍塌，无从考查。据地表探槽揭露，该处油砂厚 1.1 米。其中，上部黄一黑色，是差油层，厚度 45 厘米；下部黑色油砂、含油饱满、均匀，厚度 65 厘米，油砂为层状，估计横向变化较大。地层属下白垩统大砬子组砂页岩段。在探槽施工过程中，因油砂层中不断涌水而辍工。

油砂滴水不渗，加热后析出原油，并具浓郁的油味（未经处理时油砂无味，亦无荧光显示）。呈黑褐色，燃时冒黑烟。可溶于有机溶剂。

所采集的标本分析的结果为：孔隙度为 28.8～31.0%、渗透率为 5178×10^{-3} 二次方微米、残余饱和度为 71.0～97.7%、含水为 7。95～15.2%、原油相对密度为 0.936、碳酸盐含量为 0.8～0.7%。

(二) 延吉县智新乡立岩旧址西

该点位于新东剖面山背的北侧之冲沟中，属白垩系下统大砬子组砂、页岩段。在冲沟中见到纸状页岩和黑绿色“油砂”。厚 60 厘米，共两层，呈层状或透镜状。经滴水、加热等处理，均不具油砂特征，野外认为是假油砂。其层位较智东为低。

与此类似的假油砂在大砬子—金谷剖面的大砬子组的砂、页岩段和城东—太兴三屯剖面的龙井组亦有发现。

(三) 其他地区

延吉市水井（原州汽车队院内）喷出天然气，该气分析结果如表 3–4–2。

表 3–4–2 延吉盆地天然气化验分析数据表

成分	氧气	氮气	二氧化碳	甲烷	己烷	丙烷	丁烷	异丁烯	反丁烯	顺丁烯	丁二烯
含量(%)	5.6	47.6	2.6	40.18	0.3	0.36	0.94	0.55	0.31	0.13	0.25

据报告，本区尚有智新公社长财村天然沥青。图们市月晴公社公路旁油砂和和龙县崇善公社诗满四队油显示等。经初步调查均属假象。

但仅从上述，立岩旧址东和延吉市水井中的油砂和天然气显示，足以证明该区曾有过油气形成过程。

延吉盆地的石油地质评价问题，因工作粗浅，尚难提出具体依据，仅就宏观而论，延吉盆地基本具备了成油条件。其主要生油层为大砬子组中、上段，其中较好的地区为盆地东部的朝阳川坳陷。该坳陷基底埋深较大（2400 米），配合较好的生油岩系和盖层条件，因此是一个有希望的含油盆地。

但还有较多的地质问题尚未搞清。因此，该盆地应进一步进行勘探，以搞清盆地结构、基底深度（电法资料提出 2400 米，与地层厚度矛盾甚殊）、地层层序等基本地质问题为目的，从盆地自然条件出发，应采用重、磁力等综合物探手段，结合参数井的方法较为现实，在地震解决了可控震源之后，作一至两条骨架剖面也是可取的。

纵观吉林省中、小型外围盆地大体可分为三种类型。一类是受基底断裂控制的坳陷型盆地（如延吉盆地），一类是受岩石圈断裂控制的裂谷型盆地（如伊通地堑），一类是受壳断裂

控制的断陷盆地（如平岗盆地、柳河盆地）。这几类盆地沉积建造分别为陆相碎屑建造，含煤陆相碎屑建造和含煤火山陆相碎屑建造。其共同特点是面积小、含煤、火山活动发育。对具备这三个特点的盆地以往勘探工作注意较少，这不但有经济效益问题，更主要的是对成油理论的认识问题。吉林勘探实践的结果是，这三种盆地均发现油气显示，有的获有重大勘探突破。这样，对中小型盆含油前景的评价和成油机制研究就提到议事日程上来了。各种成因类型盆地含油远景的优劣，煤系地层生油机制的探索，当是今后工作的主要任务。

伊通的经验说明，判别一个盆地油气前景的优劣，首先应当考虑它的大地构造背景、形成机制、成因类型、基底沉降速度和活动节奏；其次要研究其盖层建造，重点是沉积的韵律性和有机质含量；第三要了解地热及其他成油条件。

这就是说，盆地现有面积的大小、有机质类型的优和劣，都不是主要的判别因素。某些盆地面积虽小，但它是被保留下来的原始沉积盆地的沉积中心，因此其前景仍然不可忽视。吉林省中、东部深大断裂控制的小型盆地具有这种特征的为数不少，必须予以足够重视。

另外，以生油母质类型判别生油层乃至整个盆地勘探前景的评价方法，应用于盆地的普查阶段是有其局限性的。因为，早期的勘探者首先接触的总是盆地的边浅部位，而这里的生油母质类型基本上是Ⅲ类（腐殖型）。若不考虑前述的基本地质条件，则可能作出颇偏的结论，从而丢掉有希望的盆地。同时，也必须考虑到，即使同是腐殖型生油母质，在不同的地质背景中其演化的途径和结果也会不尽相同。所以，用生油母质类型判别盆地前景时，必须同时考虑到地质条件，应该把它们摆到重要的位置。而要解决这些地质问题，无异要做大量的区域地质工作，这就是吉林省中、小型盆地石油地质工作的重要任务之一。

结 束 语

吉林省石油地质事业的开创迄今已有35个年头，从扶27井首获工业油流算起，也已31周年了。30余年来，广大石油地质工作者所建立的丰功伟绩国人皆知。本书作者怀着崇敬的心情，循着前人的足迹，汇其工作成果辑成本书，供读者从前人的勘探实践中总结出应有的规律，以资未来。

在浩繁的资料整理和编纂过程中，作者深为前人的拚搏精神和科学态度所感召。他们为振兴祖国的石油事业所付出的劳动，可谓艰苦卓绝，这笔精神财富必将光照千秋。他们严细的科学态度也将为后人留下光辉典范。

前辈们正确地分析了成油物质与地质环境的辩证关系，冲破了古已成训的惟海相成油说，在松辽盆地开创了陆相盆地找油的成例，为石油地质理论增添了新的内容。80年代初期他们又突破了以盆地大小定优劣的桎梏，在松辽盆地深部侏罗纪断陷和伊通地堑找到新型油田。现在数以万计的石油工作者，正以不断探索的精神和先进的技术理论，在松辽盆地的深层和外围小型盆地开拓着新的勘探领域。征程漫漫而曲折，前途光明而无垠。如果广大读者在领受前人所获成果的同时，也能领略到他们的可贵精神与成功经验，那将意味着吉林大地的石油地质事业正面临着一个新的更加辉煌的前景。这也正是本志编者所翘首祈盼的。

参 考 文 献

大港油田勘探开发研究院，1975，对华北北部古生界生油条件的探讨，石油勘探与开发，1975.2期。

王尚文，1987，中国石油地质学，石油工业出版社。

王铁冠，1980，燕山地区震旦亚界油气苗的原生性及其石油地质意义，石油勘探与开发，1980.2期。

中国科学院贵阳地球化学研究所，1975，电子顺磁共振法测定煤、沥青、石油和沉积分散有机质中自由基含量及其在地质上的意义，地球化学，1975.1期。

田在艺，1980，中国地质演变与石油的关系，石油勘探与开发，1980.4期。

孙建中、王雨灼，1984，吉林新生代火山岩的同位素编年，地层学杂志，第8卷第1期.

朱夏，1980，中国中新生代盆地构造和演化，科学出版社。

李春昱、郭令智、朱夏，1986，板块构造基本问题，地震出版社。

西北大学地质系石油地质教研室，1979，石油地质学，地质出版社。

吉林省区域地层编写组，1978，东北地区区域地层表吉林省分册，地质出版社。

吉林省地质矿产局，1988，吉林省区域地质志，地质出版社。

杨万里，1986，陆相生油理论及其在油气勘探中的应用，大庆石油地质与开发，第5卷第4期。

陈应泰，1988，论成油和成煤的若干基本条件——以云南三个湖泊为例，沉积学报，第6卷第3期。

张明坤，1988，伊通地堑石油地质条件及勘探方向，大庆石油地质与开发，第7卷第4期。

赵师庆，1980，油气成熟说与煤的深成变质，煤田地质与勘探，1980.4期。

戚厚发，1986，煤层甲烷浅气藏形成条件分析，煤田地质与勘探，1986.6期。

郭玉辉、王昶、陈佩元，1988，渭北下石节煤矿中下侏罗统含煤岩系生油可能性研究，煤田地质与勘探。

徐嘉炜，1978，试论郯庐断裂的平移及其地质与找矿意义，地质矿产研究，1978.5期。

徐嘉炜，1980，郯庐断裂带巨大的左行平移运动，合肥工业大学学报，1980.1期。

黄汲清，1980，中国大地构造演化（1∶400万大地构造图册简要说明），科学出版社。

黄第藩，1982，中国陆相油气生成，石油出版社。

煤成气地质研究编委会，1978，煤成气地质研究，石油工业出版社。

潘钟祥，1989，潘钟祥石油地质文选，石油工业出版社。

戴金星，1979，成煤作用中形成的天然气和石油，石油勘探与开发。

戴金星，1980，从油气形成探讨煤变质的温度，煤田地质与勘探，1980.4期。